INSTITUTO DE MECANICA
DE LOS FLUIDOS
E INGENIERIA AMBIENTAL
"Ing. Prof. OSCAR J. MAGGIOLO"

ESTUDIO PARA LA INSTALACION DE MICROTURBINAS EN ZONAS ALEJADAS DE LA RED ELECTRICA NACIONAL

INFORME FINAL

Universidad de la Republica
Facultad de Ingenieria
I.M.F.I.A.

Junio 1993

BORRADOR

INFORME FINAL

"ESTUDIO PARA LA INSTALACION DE MICROTURBINAS EN ZONAS ALEJADAS DE LA RED ELECTRICA NACIONAL"

Universidad de la República, Facultad de Ingeniería

IMFIA

Instituto de Mecánica de los Fluídos e Ingeniería Ambiental
"Prof. Ing. Oscar J. Maggiolo"

I.M.F.I.A.

Ing. J.L.Genta
Ing. L.Silveira
Ing. C.Anido
Ing. A.Acosta
Ing. J.Cataldo
Bach. F.Charbonnier

I.I.E.

Ing. V.Nunes
Ing. R.Chaer
Ing. J.Alonso

Contraparte de U.T.E.

Ing. O. Ferreño
Ing. J. Patrone

Elaborado para la
Administración Nacional de
Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE)

Junio 1993

INDICE

INTRODUCCION. 1

I PRIMERA ESTIMACION DE LA VIABILIDAD DE UN DETERMINADO SITIO, Y SELECCION DEL TIPO DE TURBINA PARA UN ESTUDIO MAS DETALLADO 3

I.1 Caudal a Turbinar y Salto disponible 3

I.1.1 Aclaraciones 7

I.2 Selección de la Turbina 10

I.2.1 Potencias menores a 1 MW 11
I.2.2 Potencias mayores a 1 MW 11
I.2.3 Aclaraciones 12
I.2.4 Aspectos particulares de las turbinas propuestas 13

I.3 Selección y Estimación de Costos de la Obra Civil 16

I.3.1 Metodología de Cálculo de Costos 18
I.3.2 Aclaraciones 23

I.4 Aplicación 24

Referencias Bibliográficas 25

II ESTUDIOS DE CASOS PARTICULARES Y CRITERIOS GENERALES PARA EL DISEÑO DE MICROS APROVECHAMIENTOS.

II.1 Cañada de los Mimbres

II.1.1 Localización, características del sitio y objetivos 26
II.1.2 Parámetros a determinar 29
II.1.3 Selección de la Turbina 29
II.1.4 Dimensionado de la Turbina y el Inyector 32
II.1.5 Análisis de los Componentes Eléctricos 35
II.1.6 Obra Civil 37
II.1.7 Costos 40
II.1.8 Referencias bibliográficas 44

II.2 Arroyo Sopas

II.2.1 Localización, características del sitio y objetivos 45
II.2.2 Parámetros a determinar 45
II.2.3 Selección de la Turbina 46
II.2.4 Dimensionado de la Turbina y el Inyector 48
II.2.5 Análisis de los Componentes Eléctricos 51
II.2.6 Obra Civil 55
II.2.7 Costos 57
II.2.8 Referencias bibliográficas 60

II.3 India Muerta

II.3.1 Localización, características del sitio y objetivos 61
II.3.2 Parámetros a determinar 61
II.3.3 Selección de la Turbina 68
II.3.4 Dimensionado de la Turbina y el Inyector 69
II.3.5 Análisis de los Componentes Eléctricos 70
II.3.6 Obra Civil 71
II.3.7 Costos 74
II.3.8 Referencias bibliográficas 78
Apéndice I 79

II.4 Arroyo las Flores

II.4.1 Localización, características del sitio y objetivos 80
II.4.2 Parámetros a determinar 80
II.4.3 Selección de la Turbina 80
II.4.4 Dimensionado de la Turbina y el Inyector 80
II.4.5 Análisis de los Componentes Eléctricos 82
II.4.6 Obra Civil 84
II.4.7 Costos 85
II.4.8 Referencias bibliográficas 87

II.5 Arroyo Grande

II.5.1 Localización, características del sitio y objetivos 88
II.5.2 Parámetros a determinar 90
II.5.3 Selección de la Turbina 93
II.5.4 Análisis de los Componentes Eléctricos 98
II.5.5 Obra Civil 101
II.5.6 Costos 103

II.6 Bonjour

II.6.1 Localización, características del sitio y objetivos 108
II.6.2 Análisis de los Componentes Eléctricos 108
II.6.3 Obra Civil 109
II.6.4 Costos 110

III EVALUCION DEL POTENCIAL DE GENERACION A NIVEL DE PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDRAULICOS (1 A 5 MW)

Introducción 111

III.1 Metodología 111

III.1.1 Clasificación de los principales sitios 120
III.1.2 Clasificación según las dimensiones de los cierres 128
III.1.3 Evaluación del potencial de generación para todo el territorio nacional 133

III.2 Conclusión 138

ANEXOS.

ANEXO I. Hidrología.

I.1 Cuencas de Comparación.
I.2 Diseño y Operación del Embalse.
I.3 Diseño del Aliviadero.
I.4 Hidrograma de Crecidas para Cuencas Pequeñas.
I.5 Estimación del caudal turbinado según volumen a embalsar.
Bibliografía.

ANEXO II. Obras Civiles.

II.1 Selección de la Obra Civil.
II.2 Tipo de Presa.
II.3 Fundación.
II.4 Vertedero.
II.5 Obras de Toma.
II.6 Casa de Máquinas.
II.7 Costos.
Bibliografía.

ANEXO III. Visitas de Campo.

III.1 Dpto. de Salto, 19-21 de noviembre de 1991.
III.2 Arroyo Colla, 11 de junio de 1992.
III.3 India Muerta, 2 de julio de 1992.
III.4 Arroyo Grande, 23 de julio de 1992.
III.5 Molino Bonjour, 3 de noviembre de 1992.

ANEXO IV. Equipamiento Eléctrico.

IV.1 Modalidades de generación.
IV.2 Aspectos generales y específicos en la selección del generador.
IV.3 Control.
IV.4 Apéndices.

ANEXO V. Estudio del mercado de Microturbina.

V.1 Oferta Internacional.
V.2 Oferta Regional.
V.3 Oferta Nacional.
V.4 Catálogos.

INTRODUCCION.

Los objetivos del Convenio "Estudio para la Instalación de Microturbinas en Zonas Alejadas de la Red Eléctrica Nacional" fueron ajustándose durante el desarrollo del mismo. Un aspecto central que se incorporó a posteriori de la redacción y firma del Convenio fue el interés por parte de UTE de analizar la alternativa de conexión a la Red Nacional, o sea la posibilidad de compra por parte de UTE de la energía generada por un particular. Lo cual implicó no descartar la localización de microaprovechamientos en zonas cercanas a la Red Eléctrica Nacional.

El estudio tiene dos componentes bien diferenciadas según el tipo de aprovechamiento:

Si se consideran potencias menores a 1 MW (minis aprovechamientos) o menores a 100 KW (micros) la información disponible en mapas con curvas de nivel, inclusive de escala 1:50.000 no es suficiente para identificar los sitios más adecuados, resultando preponderante en estos casos el conocimiento del lugar. Para estas potencias se analizan casos particulares que fueron visitados, a partir de ellos se generalizan criterios para el estudio de cualquier otro sitio.

Si se consideran potencias mayores de 1 MW y hasta 5 MW (pequeños aprovechamientos hidráulicos) el estudio se centró en la evaluación del potencial de generación a nivel de todo el país, caracterizando los sitios según la longitud y altura del cierre, y del caudal a turbinar, a través de un coeficiente que relaciona volumen del dique con la potencia a instalar.

En general para todo el rango del estudio (hasta 5 MW) se describe una metodología de cálculo primario, a partir de un

mínimo de información de campo, que permite una primera estimación de la viabilidad de un determinado sitio, y la selección del tipo de turbina para un estudio más detallado.

En el costo total el factor más preponderante es la obra civil, por lo cual resulta casi imprescindible vincular la instalación de microturbinas a condiciones ventajosas en relación a la obra civil, sea por tener condiciones topográficas muy favorables, o por que la obra civil está justificada por otro objetivo económico como puede ser el riego. En este último caso, la instalación de microaprovechamientos está en gran medida relacionado con el desarrollo económico de una región, inclusive parece necesario que la red eléctrica nacional esté próxima, de forma de optimizar la operación generando en base al excedente que se tiene en los meses que no se riega.

I. PRIMERA ESTIMACION DE LA VIABILIDAD DE UN DETERMINADO SITIO, Y SELECCION DEL TIPO DE TURBINA PARA UN ESTUDIO MAS DETALLADO.

La selección del tipo de microturbina está vinculada a dos parámetros fundamentales: el caudal a turbinar y el salto disponible.

I.1 CAUDAL A TURBINAR Y SALTO DISPONIBLE.

El caudal a turbinar depende de las características hidrogeológicas de la cuenca y de las precipitaciones, y el salto disponible de las características topográficas del punto de cierre de la cuenca.

Cuando el caudal a turbinar es muy bajo éste debe compararse con el caudal de estiaje. En este caso la garantía de disponer de dicho caudal no depende de una regulación (almacenamiento), sino de lo bien estimado que esté el caudal de estiaje, y de las variaciones de un año a otro.

Cuando se necesita una regulación, la altura y longitud del dique, y el volumen de embalse se estiman a partir de las características topográficas del punto de cierre de la cuenca y el salto disponible es la diferencia entre el nivel aguas arriba de la obra civil, y el nivel de restitución de aguas abajo.

El volumen de embalse determina la regulación o sea la relación entre el caudal turbinado (firme) y el caudal medio histórico (módulo). Este cálculo se debe realizar cuando el embalse tiene capacidad de regular de un mes a otro.

El cálculo del volumen útil necesario se realiza mediante un análisis numérico con el algoritmo del Pico Secuente, éste resulta de la mayor diferencia entre un pico y el mínimo absoluto posterior en la función definida por la acumulada de la diferencia entre el aporte y la demanda mensual.

De forma de disponer de una información para todo el país se realizaron análisis lluvia-caudal (precipitación efectiva) y cálculos según el Pico Secuente para un gran número de estaciones pluviométricas y para dos cuencas de comparación. (ver Anexo I.5)

La información procesada se presenta parametrizada por el área de la cuenca y la precipitación efectiva, permitiendo de esa forma realizar un cálculo preliminar en cualquier parte del territorio, y para cualquier tamaño de cuenca.

Se presenta un mapa con isoyetas de precipitación media efectiva mensual (Figura I.1.1) y un gráfico donde se relaciona el volúmen de embalse, a través del número de meses (N) de caudal medio (módulo), con el grado de regulación (r), o sea la relación entre el caudal turbinado (Q_t) y el módulo (Q_m) (Figura I.1.2).

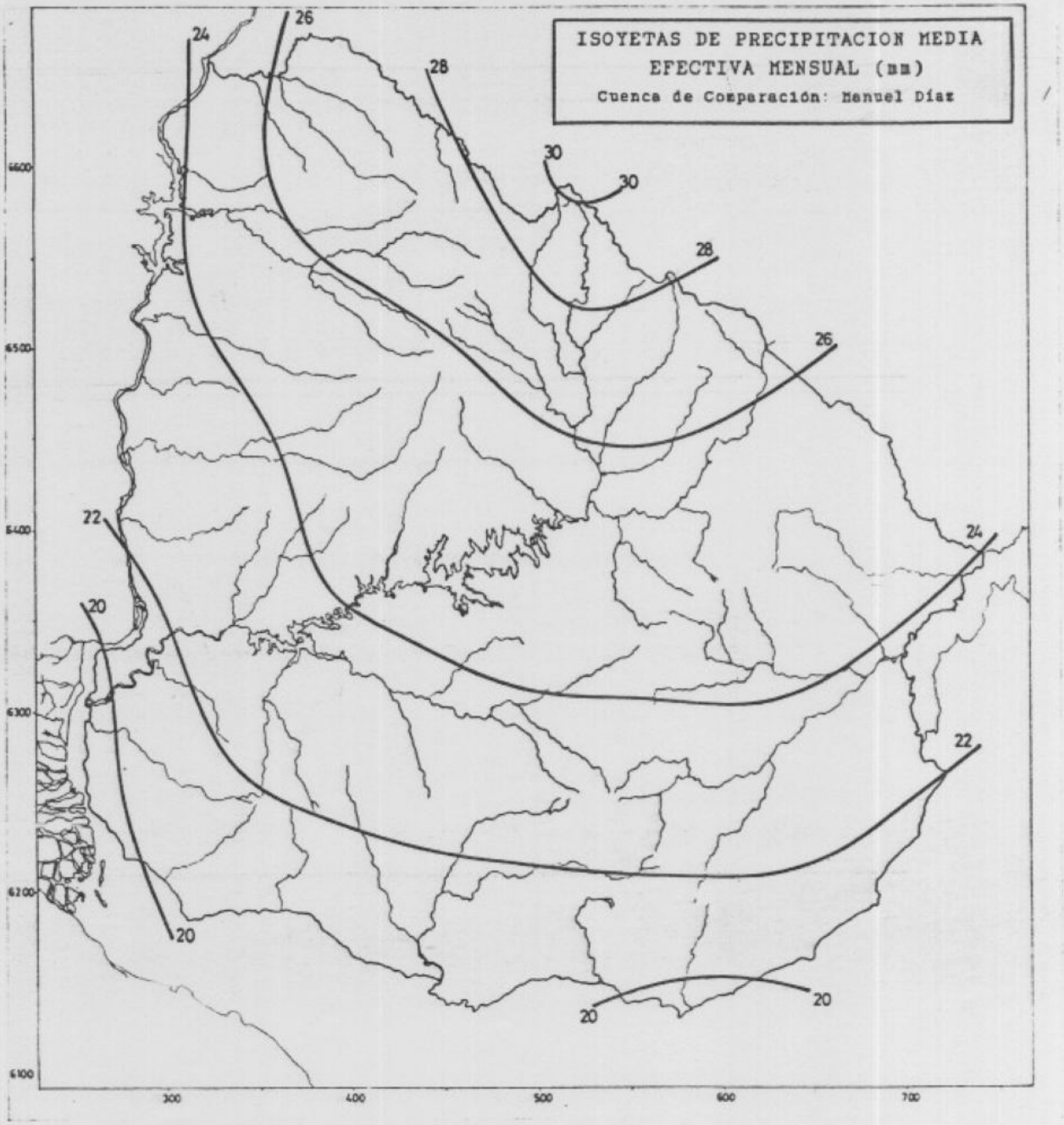


Fig. I.1.1 Isoyetas de Precipitación Media Efectiva Mensual.

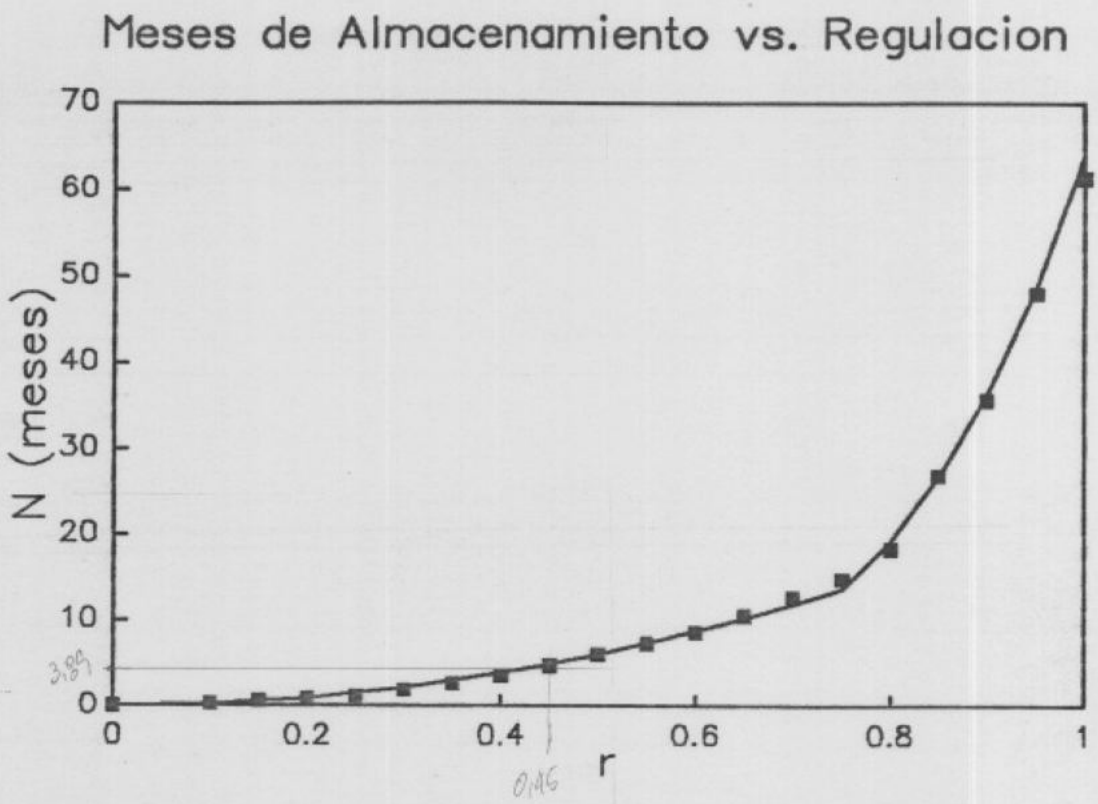


Figura I.1.2 Meses de Almacenamiento vs Regulación.

La gráfica tiene analíticamente la siguiente expresión:

$$N = 24.195 * r^{2.00339} \qquad 0 < r < 0.8$$

$$N = 63.980 * r^{5.38275} \qquad 0.8 < r < 1.0$$

Se definen

$$^{\circ}N = V_{emb} / P_{mef} / A_c * 10^3 \qquad \text{(meses)}$$

$$Q_m = P_{mef} * A_c / 2592 \qquad (m^3/s)$$

$$Q_t = r * Q_m \qquad (m^3/s)$$

donde:

V_{emb} : Volumen de embalse (hm^3)

P_{mef} : Precipitación media eficaz mensual (mm/mes)

A_c : Area de la Cuenca (km^2)

A partir del volumen de embalse, de la precipitación media eficaz mensual y el área de la cuenca se calcula N y el caudal medio, con lo que es posible a través de la Figura I.1.2 determinar la regulación, por lo tanto el caudal a turbinar.

I.1.1 Aclaraciones

El cálculo del volumen útil necesario a embalsar utilizando datos mensuales de aportaciones y demandas, es una primera estimación, pues se ignora factores como la evaporación y precipitación directa en el vaso.

Si se desea un diseño más ajustado, se debe utilizar por ejemplo la metodología desarrollada en el anexo I.2 e I.3, utilizando la serie histórica de un pluviómetro cercano. Si no se dispone de la información de un pluviómetro cercano se propone utilizar la Tabla I.1.1, donde se presenta la serie de precipitaciones efectivas mensuales, del pluviómetro de la Charqueada (2185), divididas por la precipitación media efectiva y multiplicada por 100, considerando para su cálculo la cuenca de comparación de Manuel Díaz.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
1913	15.3	35.6	92.0	55.9	24.9	23.8	118.8	188.9	134.1	136.8	48.3	3.1
1914	52.5	22.2	117.2	76.6	118.8	210.3	268.2	172.4	278.9	418.8	256.7	17.6
1915	2.7	17.6	202.3	154.0	88.1	11.5	33.0	42.9	228.0	91.2	54.4	1.1
1916	4.2	2.3	9.6	11.5	8.4	13.0	28.4	63.6	21.1	44.8	27.6	2.7
1917	4.2	13.0	71.3	45.6	10.0	23.0	79.3	37.9	29.5	114.9	20.7	3.8
1918	12.6	87.0	85.1	18.0	94.3	93.5	106.1	2.3	352.5	41.4	47.9	3.4
1919	3.1	2.3	6.1	14.2	31.0	174.3	108.8	268.2	68.6	48.7	103.4	41.8
1920	18.0	16.1	24.1	11.5	39.5	239.1	146.4	9.2	11.5	205.0	265.5	72.8
1921	48.7	28.4	15.7	3.8	9.6	280.5	73.6	40.6	234.5	270.9	0.0	2.7
1922	15.3	7.3	37.5	141.8	22.6	218.4	260.5	463.6	34.9	24.9	28.7	4.2
1923	14.9	67.4	11.1	14.2	5.4	23.0	76.6	277.4	142.5	75.9	67.8	67.0
1924	29.1	32.6	40.2	10.3	11.1	87.0	144.8	123.4	136.8	6.9	19.2	0.8
1925	34.5	102.3	43.7	76.6	211.5	0.0	24.5	90.0	226.8	128.7	124.5	18.8
1926	10.7	0.8	9.2	11.1	12.3	133.0	172.8	89.7	41.0	182.4	213.8	6.9
1927	1.1	14.2	48.3	57.5	61.7	171.6	164.8	90.8	311.1	142.5	43.7	24.9
1928	48.3	34.5	23.0	124.1	34.5	41.4	99.6	41.4	40.2	118.4	50.6	1.5
1929	4.6	35.6	26.1	5.7	11.5	298.9	72.0	132.2	135.2	164.8	6.9	30.3
1930	8.0	3.1	110.3	88.1	165.5	258.6	150.2	167.4	154.0	47.1	131.4	96.6
1931	251.7	28.7	39.5	55.9	298.9	90.4	39.8	94.6	3.4	53.6	402.3	59.4
1932	23.0	34.9	143.7	63.6	109.6	227.6	237.5	314.2	183.9	51.7	46.7	4.2
1933	3.4	17.6	65.5	10.0	30.3	185.1	251.3	59.8	72.8	49.8	16.1	23.8
1934	16.1	19.9	132.6	30.7	10.3	125.3	55.2	59.8	123.0	206.9	144.1	20.7
1935	12.6	5.0	50.2	25.3	5.4	69.0	16.1	36.8	59.4	125.3	82.0	23.4
1936	13.0	1.5	114.6	195.4	588.9	217.2	113.8	116.5	43.7	174.3	36.0	24.5
1937	3.4	18.8	135.6	23.0	8.4	196.6	194.6	151.3	169.0	113.8	18.4	0.4
1938	41.8	11.1	97.7	64.4	3.4	59.0	80.5	66.7	290.8	147.1	157.9	8.0
1939	1.9	12.6	24.9	78.2	33.3	574.3	30.7	233.3	24.1	123.0	111.1	3.1
1940	54.8	55.9	69.7	402.3	205.7	298.9	486.6	107.3	309.6	130.3	101.9	205.7
1941	58.2	187.4	19.2	366.3	190.4	116.5	108.0	737.9	16.1	69.0	172.8	53.6
1942	14.6	35.2	45.6	38.7	16.1	636.4	203.4	126.1	20.7	44.1	32.6	2.7
1943	1.1	4.2	249.8	15.7	37.5	150.2	67.8	9.2	73.6	125.3	59.8	11.5
1944	61.3	24.9	46.4	7.3	30.3	75.9	20.7	95.8	93.1	267.0	121.1	26.4
1945	10.0	16.5	128.7	3.4	2.3	15.3	56.7	197.7	156.3	159.4	92.3	7.3
1946	2.7	46.7	30.7	6.5	7.7	44.4	79.3	811.5	876.6	331.0	198.1	53.6
1947	27.6	55.9	77.4	65.5	21.1	92.0	147.5	55.2	77.4	46.0	75.9	23.0
1948	82.8	28.0	30.7	373.6	7.7	219.5	337.2	29.1	253.6	171.6	154.8	9.2
1949	16.9	27.2	147.1	29.5	36.0	375.5	41.4	105.4	340.2	279.3	128.7	24.9
1950	14.6	5.7	10.0	120.7	195.4	559.4	327.6	101.1	327.2	28.0	48.7	3.1

Tabla I.1.1 (A).

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
1951	32.6	75.5	84.3	64.0	26.8	213.8	4.6	204.6	211.5	27.6	424.5	41.0
1952	14.9	3.4	114.9	128.4	385.1	248.3	124.5	404.6	105.7	183.9	177.4	15.7
1953	121.5	0.0	48.7	24.9	133.3	406.1	13.8	60.5	262.8	248.3	42.9	3.4
1954	89.7	8.4	120.7	230.7	63.6	259.0	119.5	62.8	15.3	51.7	94.3	6.9
1955	4.2	96.6	77.4	111.1	134.1	18.4	232.2	36.8	324.5	32.2	48.7	3.4
1956	1.5	103.4	3.4	13.4	0.0	45.2	78.5	122.2	306.5	160.9	51.7	2.3
1957	12.6	35.6	51.7	24.9	11.5	94.6	88.5	39.8	48.7	649.8	231.0	55.9
1958	48.7	28.4	14.6	4.2	11.9	189.7	175.9	328.0	296.6	168.6	190.0	25.3
1959	29.5	57.1	95.0	594.3	155.2	329.5	101.1	134.9	62.1	285.4	41.4	8.8
1960	50.6	10.3	43.7	5.0	0.8	94.6	392.3	208.4	175.5	54.0	146.0	33.7
1961	62.5	52.5	66.7	7.7	5.0	61.3	93.9	386.2	318.8	122.6	95.4	27.2
1962	36.0	7.7	10.0	31.0	48.3	41.4	166.7	95.0	139.1	23.0	53.6	9.6
1963	29.9	34.5	66.7	58.2	21.5	130.3	56.3	179.3	332.6	125.7	581.6	41.0
1964	3.8	39.8	183.9	23.0	14.2	98.5	57.5	64.4	30.7	142.5	82.0	11.9
1965	1.5	15.7	24.1	32.6	10.7	31.4	46.0	133.0	283.5	160.9	46.0	3.8
1966	38.7	12.3	48.7	141.0	16.9	113.0	236.0	279.7	65.5	123.0	164.0	78.2
1967	23.0	13.8	13.0	10.7	123.0	1249.8	471.3	477.0	154.8	646.0	141.0	7.3
1968	112.3	54.4	132.6	23.0	31.8	93.1	188.5	114.9	222.6	156.3	260.5	180.8
1969	10.0	3.8	11.5	10.7	139.8	134.9	59.8	65.9	81.2	39.1	29.5	1.5
1970	29.9	10.0	14.6	36.0	107.3	165.5	90.8	121.5	42.5	133.3	85.8	51.3
1971	94.3	56.7	12.3	2.7	13.0	122.6	47.1	62.8	277.4	21.5	15.3	36.8
1972	72.0	16.9	11.1	8.4	36.4	94.3	247.1	501.9	153.3	202.3	64.4	8.8
1973	77.4	19.2	39.8	65.5	134.9	124.1	462.1	32.2	21.1	111.5	13.8	1.9
1974	40.6	23.0	10.3	4.2	94.3	92.0	34.5	130.3	373.9	130.3	126.1	11.1
1975	2.7	14.6	11.5	3.8	46.0	94.3	78.5	255.9	142.5	8.0	198.5	19.9
1976	49.0	6.9	104.6	71.3	179.3	133.3	55.9	100.4	93.1	126.4	113.8	23.8
1977	31.4	91.6	130.3	19.5	35.6	77.0	734.5	105.7	119.5	245.2	49.4	1.5
1978	51.0	92.3	92.7	3.1	31.0	166.3	210.0	78.2	39.1	125.3	115.3	10.7
1979	0.0	13.0	12.6	78.2	23.8	0.0	59.8	94.6	278.9	156.3	174.7	12.6
1980	2.3	40.6	142.5	151.3	87.4	314.2	104.2	110.0	28.7	258.6	72.4	26.1

Tabla I.1.1 (B).

I.2 SELECCION DE LA TURBINA.

Determinado el salto disponible y el caudal a turbinar, sea por la regulación o a partir del caudal de estiaje, para la selección de la turbina (potencia, tipo y costo), se realizó el Cuadro I.2.1.

Q_t (m^3/s)	SALTO DISPONIBLE (m) 2	5	10	15
0.05	0.5	1.4	2.3	4.3
0.10	1.1	2.8	5.5	8.5
0.50	7.0	14.0	28.0	45.0
1.00	14.0	35.0	55.0	98.0
2.00	40.0	65.0	150.0	204.0
5.00	68.0	190.0	400.0	600.0
10.00	155.0	380.0	760.0	1260.0
20.00	305.0	760.0	1750.0	2400.0
50.00	760.0	1970.0	4000.0	6000.0

Cuadro I.2.1 Potencia (KW) y tipo de turbina.

Tipos de turbinas y costos considerados:

(1) Michell Banki

potencias < 200 KW operando en red aislada	300 U$/kW (Uruguay)
potencias > 200 kW operando en red aislada	500 U$/kW
operando conectado a la red	200 U$/kW

(2) AXIAL

potencias < 200 kW operando en red aislada	400 U$/kW (Uruguay)
potencias > 200 kW operando en red aislada	780 U$/kW
potencias > 40 KW operando conectado a la red con equipo sumergible	600 U$/kW
potencias < 200 KW operando conectado a la red	300 U$/kW (Uruguay)

Estos precios incluyen el grupo generador.

Este cuadro no considera el uso de turbinas en paralelo.

Los criterios utilizados para la confección del cuadro de selección propuesto fueron los siguientes:

I.2.1 Potencias menores a 1 MW.

Para este rango de potencias (mini y micro aprovechamientos) se supuso que el costo inicial del equipo resulta prioritario frente al rendimiento de la microturbina.

Este criterio es particularmente válido para los casos en que la potencia requerida por el usuario se obtiene con un caudal mucho menor que el caudal medio del río. En estos casos no existe regulación del embalse.

En base a este criterio de minimizar el costo inicial del equipo se seleccionaron turbinas de flujo cruzado (Michell-Banki) siempre que fue posible.

Otro aspecto que contempla el cuadro propuesto es asegurar una velocidad mínima de giro de la microturbina. Esta limitante obedece a la necesidad de evitar el uso de multiplicadores de velocidad de engranajes los cuales son costosos y además introducen pérdidas de potencia adicionales. Se eligió como velocidad de giro mínima 150 rpm, mientras que la velocidad de giro del alternador se supuso igual a 1500 rpm.

I.2.2 Potencias mayores a 1MW.

Para el rango de potencias aquí consideradas se seleccionó el equipo de mayor rendimiento que satisfacía la explotación. En este caso se trata de pequeñas centrales, las cuales tienen seguramente un embalse regulador y por tanto puede ofrecer un uso alternativo del agua y es posible

acumular agua para cuando el caudal del río es menor que el caudal de diseño.

El tipo de máquina que ofrece el mayor rendimiento para los casos seleccionados son las turbinas axiales. El tipo de turbina axial a utilizar dependerá fundamentalmente de las variaciones del salto disponible para la turbina, siendo en general equipos bulbo.

I.2.3 Aclaraciones

1) Rendimientos.

Como consecuencia de las características de funcionamiento de los equipos elegidos, el cuadro de selección garantiza un rendimiento global mayor al 56% para los equipos de potencias mayores a 5kW y un rendimiento global del 80% para los equipos de potencias mayores a 1 MW.

2) Turbinas en paralelo.

A los efectos de evaluar el equipamiento de un sitio en particular debe tenerse presente el uso de más de una turbina.

Esta posibilidad permite, al reducirse el caudal que pase por cada turbina, obtener una mayor velocidad de giro con una máquina del mismo tipo. El aumento de la velocidad de giro resulta proporcional a la raíz cuadrada del número de turbinas en paralelo.

3) Limitaciones.

El cuadro de selección propuesta no debe tomarse como único pues existen otras múltiples soluciones. Las propuestas orientan la selección del tipo de máquina y tienen validez en tanto los criterios indicados anteriormente concuerden con los impuestos en una situación concreta.

La elaboración de un criterio general de selección no es en general recomendable y el propósito del cuadro I.1 es orientar a un posible usuario en la evaluación económica preliminar.

I.2.4 Aspectos particulares de las turbinas propuestas

Turbinas de flujo cruzado

La principal ventaja de este tipo de turbinas es su simplicidad constructiva y de diseño. Esto se debe a que los álabes son de espesor y radio de curvatura constante.

El elemento más complejo para su fabricación puede resultar el álabe inyector, que se suele fabricar por fundición. De todas formas su construcción es más sencilla que la de un álabe de una turbina axial debido a que el álabe inyector es cilíndrico lo cual simplifica la construcción del molde para realizar la fundición.

Por lo indicado anteriormente resulta este tipo de turbinas como las de menor costo y las más recomendables de fabricar en el país.

La limitante del uso de este tipo de turbinas es su baja velocidad de giro en los casos en que se dispone de bajos saltos y caudales grandes.

A los efectos de encarar el diseño y la construcción de este tipo de turbinas puede ser de interés ver referencia [5].

Otro aspecto a favor de este tipo de turbina es que no presenta problemas de cavitación.

La velocidad de embalamiento puede estimarse del 100% de la velocidad de operación.

2) Turbinas de flujo axial

La ventaja de estas turbinas es que se adaptan a las condiciones de operación más frecuentes del país (bajos saltos y caudales grandes) asegurando una velocidad de giro mucho mayor que una turbina de flujo cruzado.

Son máquinas de mayor rendimiento que las de flujo cruzado, y deben tener los álabes ajustables a los efectos de operar con variaciones amplias de salto y de caudal.

Este tipo de máquinas tiene el inconveniente de requerir un cuidadoso diseño de los álabes así como una construcción de los mismos por fundición. Ambos elementos llevan a que este tipo de máquinas sea de costo superior a las turbinas de flujo cruzado.

Se recomienda la utilización de turbinas de flujo axial en los casos en que no se alcanza una velocidad mínima de giro con turbinas de flujo cruzado o en aquellos casos en que el rendimiento de la turbina es prioritario frente al costo.

La velocidad de sobre embalamiento de estas turbinas es superior a las de flujo cruzado por lo que debe disponerse de los mecanismos de protección adecuados.

Otro aspecto a considerar es que problemas debido a la aparición de cavitación suelen condicionar la cota de implantación de estas máquinas.

A los efectos de encarar su fabricación en el país se sugiere ver referencia [2].

I.3 SELECCION Y ESTIMACION DE COSTOS DE LA OBRA CIVIL.

La selección de la obra civil está vinculada a las características topográficas y geológicas, materiales disponibles y potencia a ser instalada.

De los capítulos I.1 e I.2 quedó definido el caudal a turbinar, el salto útil y el grado de regulación. De los datos topográficos del lugar se determinan la longitud, altura de dique y localización del posible aliviadero.

Por tanto en este estudio se consideran dos tipos de obra civil:

1. A pelo de agua - Dique aliviadero.

Se considera que cuando hay un embalse sin, o una pequeña regulación, la presa debe ser vertedora, o sea que desaparezca sumergida durante las crecidas, eventualmente sin núcleo o pantalla impermeable. Esto es importante para localizaciones en contextos geológicos rocosos; se eligen en este estudio como posibles materiales para su construcción: hormigón o enrocado.

Las presas de hormigón sólo se implantan donde las fundaciones son aceptablemente rígidas. (Ver Anexo II)

2. Embalse con regulación - Presa más aliviadero.

Cuando hay una gran regulación, se elige como posibles materiales de la presa: tierra o enrocado

Las presas de tierra (suelos cohesivos) constituyen un tipo de obra de cierre muy utilizado debido a su bajo costo así como por la disponibilidad de tales materiales dadas las características geotécnicas y topográficas de buena parte del territorio. (Ver Anexo II). En estos casos se debe considerar un aliviadero para evacuar las grandes crecidas.

Las presas de enrocados se realizan con materiales gruesos (suelos con fricción) y otro material en la función impermeable, pudiendo, con medidas adecuadas, funcionar toda la obra de cierre como vertedero. (Ver Anexo II)

Se presenta a continuación una metodología de cálculo de los costos de la obra civil, a partir de hipótesis simplificatorias groseras, lo cual será un valor indicativo.

La combinación de opciones elegida, dando una solución técnica grosera para el sitio bajo consideración, no constituye en modo alguno un diseño tipo para las presas y no se podrá diseñar o construir un miniaprovechamiento a partir de las mismas. Las geometrías adoptadas no evitan los estudios particulares.

I.3.1 Metodología de cálculo de Costos.

Una vez seleccionada la altura y el tipo de la presa, y el material a emplear, utilizando los cuadros que contienen el resumen de los costos y la longitud del dique, se determina el costo total de la obra.

En el Anexo II, se describe la base de cálculo utilizada y se presenta la información, de forma que es posible recalcular costos en función de las particularidades del sitio, principalmente después de conocer el tipo de suelo.

En la figura I.3.1 se muestra un esquema de los elementos considerados en la obra civil, y en los cuadros I.3.1, se presentan los costos aproximados de cierre por unidad de longitud, estribos y alas de transición entre partes distintas, para diferentes alturas y materiales.

El tipo de Casa de Máquinas será no inundable, vertical y rectangular. En el cuadro I.3.2 se presenta los costos totales de la casa de máquinas, del muro delante de la Casa de Máquinas, de obras de toma y de los disipadores de energía a la salida, en función de la altura y del diámetro de la turbina y el ancho de la Casa de Máquinas en función del diámetro. Este último se debe descontar de la longitud total del cierre.

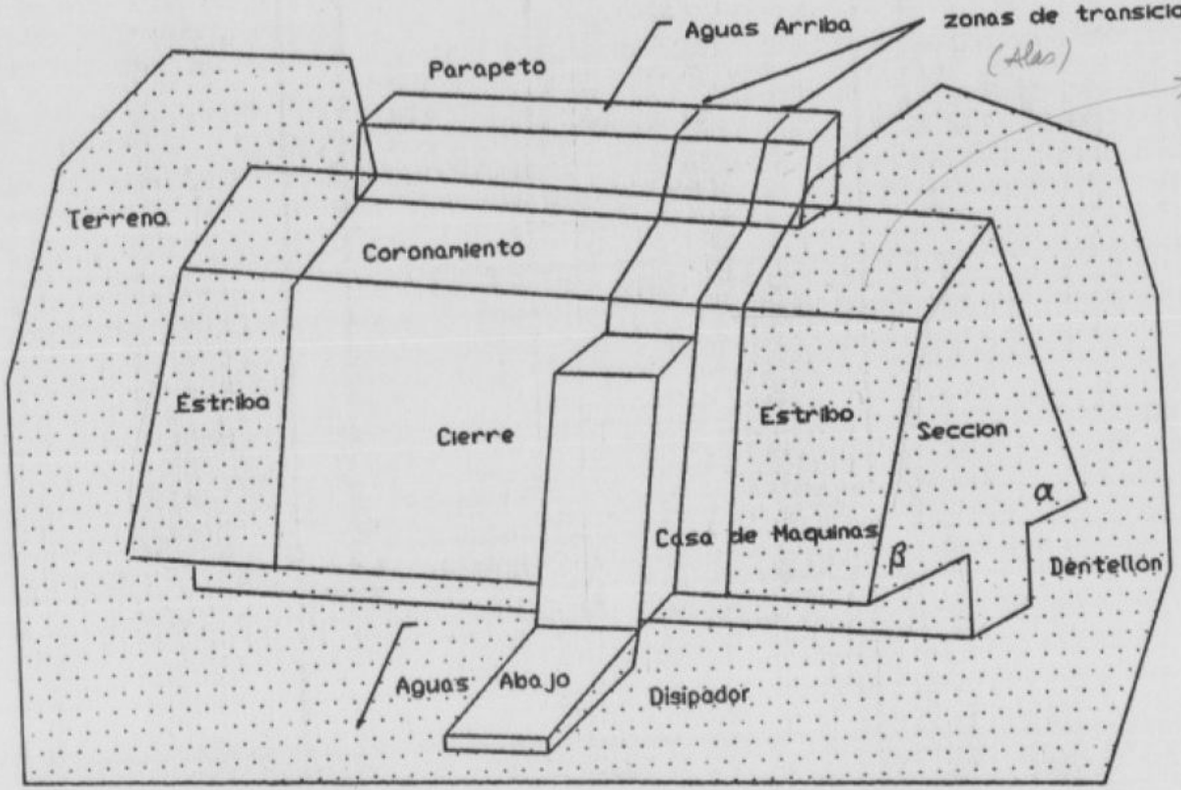
Se asume que los costos de un vertedero en una presa de tierra o de enrocado no vertedora (esencialmente un aliviadero en tierra empastado o un canal de excavación simple) constituye como máximo un 50 % del costo del cierre,

dependiendo del mayor o menor uso de los materiales de excavación en la construcción del dique. Por lo tanto se toma el valor del cierre incluyendo también los estribos y el dentellón y se multiplica por 0,5 para obtener una estimación del precio del aliviadero hipotético.

Si la obra tiene un aliviadero es necesario estimar el caudal a ser vertido y del cuadro I.3.3 definir longitud y lámina de vertido.

El cuadro I.3.4 da el costo por metro de sección de aliviadero en hormigón para un perfil clásico del Bureau of Reclamation, EEUU, ver Anexo II.4, "Vertederos". Los cuadros muestran que es más barato buscar una buena desviación para los caudales a verter en los alrededores del sitio, que construir un vertedero.

Se supone un 5% de imprevistos, que puede variar según el conocimiento que se tenga de los sitios.



esto va punteado? representa el terreno encajonante o es parte de la propia presa?

Figura I.3.1.

α — Angulo de la seccion aguas arriba $\alpha \approx 16°$

β — Angulo de la seccion aguas abajo $\beta \approx 22°$

La parte sombreada representa el terreno encajonante

CUADRO I.3.1 Parámetros generales y estribos.

H, altura	15 m	10 m	7 m	5 m	3 m
profund. dentellón	1,5 m	1,5 m	1 m	1 m	0,5 m
largo de alas	5 m	4 m	3,4 m	3 m	2,6 m

CUADRO I.3.1.a Presas en Tierra

Presas de Tierra	α = 1:3,5 β = 1:2,5				
H, altura (m)	15	10	7	5	3
C, coronamiento (m)	6	5	4,4	4	3,6
Sec.(c/pant.)(U$)/m	4458	2345	1370	859	437
Estribo (U$)	44280	18285	8882	4772	2013
Alas (U$)	59488	23012	10168	5157	1863

CUADRO I.3.1.b Presas de enrocado.

Presas de enrocado	α = 1:2 ; β = 1:2				
H, altura (m)	15	10	7	5	3
C, coronamiento (m)	6	5	4,4	4	3,6
Sec.(c/pant.)(U$)/m	4174	2139	1212	744	363
Estribo (U$)	37470	15390	7412	3968	1650
Alas (U$)	59754	23104	9164	5194	1884

CUADRO I.3.1.c Presas en hormigón.

Presas de hormigón	α = 80º ; β = 55º, 85º				
H, altura (m)	15	10	7	5	3
C, coronamiento (m)	4	3	2,4	2	1,6
Sec.(c/pant.)(U$)/m	17425	8225	4225	2393	1015
Estribo (U$)	71379	25232	10362	4881	1653

CUADRO I.3.2. COSTOS DE CASA DE MAQUINAS Y DISIPADOR
(Sin alas)

VERTICAL	PRECIO TOTAL (en U$, Casa +Disipador+Muro)				
Altura (m)	Diámetros de turbina (m) 0.5	1	2	3	4
Ancho C.Maq.(m)	2.0	3.6	6.0	7.5	8.3
3	3544	13065	49903	93557	126497
5	5756	17105	56635	101972	135847
7	8749	22569	65743	113357	148497
10	14703	33440	83860	136003	173659
15	28531	58685	125935	188597	232097

CUADRO I.3.3. ALTURAS DE LAMINA EN UN VERTEDERO

Q \ L	1	5	10	15	50	80	100	125	200	250	500
0,5	0.44	0.15									
1	0.69	0.24	0.15								
10	3.21	1.20	0.69	0.44	0.24	0.17					
100				2.45	1.10	0.80	0.69	0.60	0.44	0.38	0.24
1000								2.76	2.02	1.74	1.10

CUADRO I.3.4. LOS COSTOS POR METRO DE VERTEDERO

Altura de vertido (m)	Altura de Lámina (m) 0.1	0.2	0.5	0.8	1	1.2	1.5	1.8	2
3	278	391	620	792	892	985	1113	1232	1307
5	604	844	1328	1686	1893	2082	2343	2584	2736
7	1008	1406	2200	2784	3119	3425	3846	4232	4475
10	1737	2416	3766	4750	5312	5824	6526	7168	7571
15	3229	4481	6954	8746	9763	10689	11952	13105	13826

¿Que se define como altura de vertido?
¿Que se define como altura de lámina?

I.3.2 Aclaraciones.

En el cálculo económico no se consideran:

- Los costos de los estudios.
- La incidencia de las condiciones climáticas adversas. ?
- Las líneas de transmisión y la caminería.
- Los costos de terrenos inundados.
- Los costos de drenajes de pie. ¿Porqué?.

Los precios son de prefactibilidad; ellos pueden ser disminuídos sustancialmente con un diseño y soluciones apropiadas a los factores de costo y una atención particular a los precios (Ver Anexo II). A su vez se recuerda que la sección de la presa, debe definirse a partir de un análisis de las características del sitio.

I.4 APLICACION.

Localizado el sitio se:

- determina el área de la cuenca,
- estiman el volumen del embalse, el salto disponible, y la longitud y altura del dique,
- se halla de la Fig. I.1.1 la precipitación media efectiva mensual.

A partir del volúmen estimado del embalse, de la precipitación media efectiva mensual y del área de la cuenca se tiene el número de meses a embalsar N.

De la Fig. I.1.2 se tiene el grado de regulación r, a partir del cual se puede calcular el caudal a turbinar.

A partir del caudal turbinado y del salto útil en el Cuadro I.2.1 se halla la potencia y el tipo de turbina a instalar.

Con la longitud y altura del dique se selecciona el tipo de obra y se estima el costo total de la obra civil con ayuda de los cuadros del capítulo I.3.2. Por imprevistos, a este costo total se le debe agregar un 5%.

Referencias bibliográficas.

1. Csanady G.T., "Theory of Turbomachines", Waterloo, Ontario Canada, Ed. Mc Graw-Hill, 1964.

2. De Souza Z., "Microturbina Hidráulica axial tubular", Escola Federal de Engenharia de Itajabá, M.G. Brasil, 1992.

3. Fritz J.J., "Small and Mini Hydropower Systems", Ed. Mc Graw-Hill, 1984, Cap.6.

4. Idelchik I.E., "Handbook of Hydraulic Resistance", Ed Hemisphere Pubishing Corporation, 1986.

5. Zárate F, Aguerre C y Aguerre R, "Turbinas Michel Banki: Criterios de diseño, selección y utilización". Universidad Nacional de La Plata, Facultad de Ingeniería , Laboratorio de Hidráulica, 1987.

II. ESTUDIO DE CASOS PARTICULARES Y CRITERIOS GENERALES PARA EL PREDISEÑO DE MICROS APROVECHAMIENTOS.

II.1 CAÑADA DE LOS MIMBRES.

II.1.1 Localización, características del sitio y objetivos.

Esta cañada es un afluente del arroyo "Colla" y su desembocadura se sitúa aproximadamente 1km. aguas abajo del "Paso del Tío Luis", con coordenadas (356, 6206).

La geología del lugar es principalmente gneisses y migmatitas, pertenecientes al complejo basal. Se encuentra en la zona las formaciones Fray Bentos y Libertad, así como algunas intercalaciones graníticas.

Por las características del sitio es posible disponer de un salto de 15m con una pendiente media del terreno de 14º aproximadamente (ver Figuras II.1.1, II.1.2). La ubicación de la turbina se esquematiza en la Figura II.1.3, observándose que el nivel de la descarga de la turbina se prevé 1m por encima del nivel del lago inferior.

El objetivo del aprovechamiento es satisfacer el consumo del productor y dado que la línea de UTE pasa relativamente cerca (unos 800m) del sitio se optó por suponer que este equipo funcionaría conectado a la red, para realizar la venta de los excedentes.

Figura II.1.1 Vista del sitio desde aguas abajo.

Figura II.1.2 Vista del sitio desde aguas arriba.

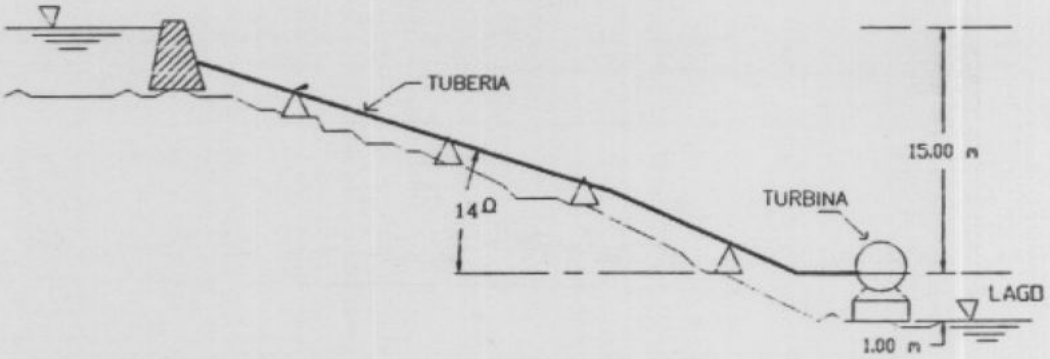


Figura II.1.3 Esquema de ubicación de la turbina.

II.1.2 Parámetros a determinar.

1) Determinación del caudal de diseño.

De acuerdo al conocimiento expresado por el propietario del sitio la cañada no se seca en el verano y su caudal no difiere en el estiaje del que circulaba cuando se efectuó la visita. Se realizó una estimación gruesa del caudal de diseño en Q = 0.08 m^3/s. ? cómo ?.

Este caudal es además un quinto del caudal medio de la cañada de acuerdo con el área de la misma.

II.1.3 Selección de la Turbina.

Dado el tipo de represamiento a construir (ver Figura II.1.7) se podrá suponer que la carga que se aplica sobre la micro-turbina (MT) resulta aproximadamente constante.

De acuerdo al cuadro I.2.1 de selección preliminar, se recomienda utilizar turbinas del tipo Michell-Banki.

La conclusión anterior se infiere del valor de la velocidad específica calculada para las condiciones de carga y caudal de diseño y suponiendo una velocidad de giro de 500 r.p.m.

$$N_{sQ} = \frac{\Omega \sqrt{Q}}{(Hg)^{3/4}} = 0.35$$

Este valor se ubica en la zona de turbinas de acción según se indica en Csanady (Referencia [1]).

1) Cálculo de la carga neta disponible.

De acuerdo con la Figura II.1.3 se debe descontar de la diferencia de cotas disponible (15m) las pérdidas de carga en la conducción del flujo hasta la entrada a la MT.

El cálculo de las pérdidas de carga se realizó de acuerdo con Idelchik (Referencia [2]).

a) Pérdidas de carga a la entrada de la tubería de presión. En la figura II.1.4 se muestra la obra de toma. Sólo se consideró la pérdida de carga en la embocadura de la tubería de presión. Se considera un caño de 0.25m de diámetro con un bisel a la entrada, de donde resulta, para un caudal de $0.08 m^3/s$ y $R_e=4*10^4$ un coeficiente de pérdida de carga $k_1=0.15$

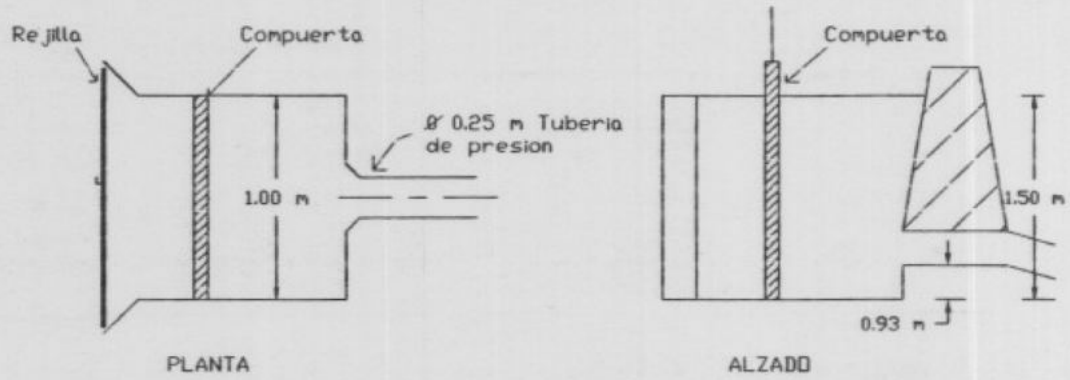


Figura II.1.4 Obra de Toma.

b) Pérdidas de carga en la transformación de circular a rectangular previa al inyector (ver figura II.1.5). Aplicando lo indicado en el diagrama 5-27 en la tabla 5-4 resulta $k_2=0.367$

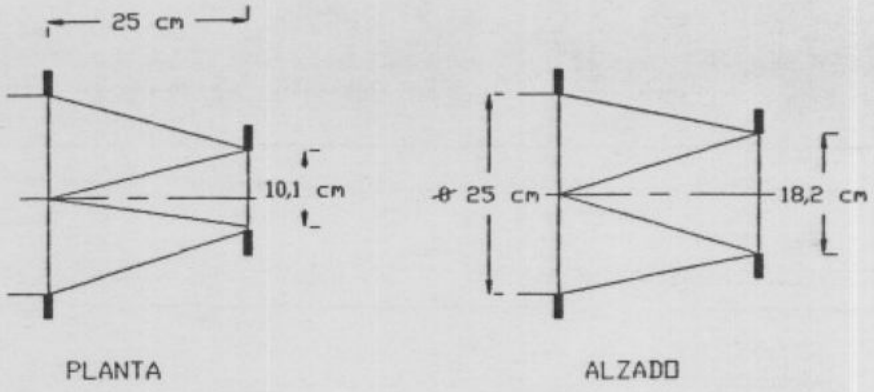


Figura II.1.5 Transformación de circular a rectangular.

c) Pérdidas distribuidas en la tubería, se eligió una tubería de hierro fundido y la longitud de la misma se estimó en 70m (no se incluyeron los cambios de dirección). Se obtuvo k_j=5.6

La pérdida de carga expresada en metros será:

$$\zeta = \frac{(\sum k_i) * v^2}{2g} = 0.83\ m$$

De donde resulta $H_{disponible}$ = 15 - 0.83 = 14.17m

II.1.4 Dimensionado de la turbina y el inyector

Se dimensionó una turbina símil a la ensayada por Zárate (Referencia [3]), de forma que el punto de máximo rendimiento sea Q=0.08m^3/s y H=14,17m. De acuerdo a lo allí indicado el punto de máximo rendimiento cumple:

$$Q_{11\Lambda} = \frac{Q}{D\,B\,\sqrt{H}} = 0.917$$

$$n_{11\Lambda} = \frac{n\,D}{\sqrt{H}} = 39.7$$

Teniendo en cuenta además que:

B/D = 0.48

alfa1 = 14º

k = 0.967

Q = 0.08 m^3/s

H = 14.17 m

ángulo del inyector= 120º

Rendimiento máximo=0.69

Resulta que el diámetro de la turbina debe ser D=0.21m y la velocidad de giro 712 rpm.

La potencia que entrega la turbina será:

$$P = \eta_{\Lambda} * \gamma * H * Q = 7.67\ kW$$

Dado que el motor monofásico que actúa como generador es de 4 polos, la relación de multiplicación de velocidad es baja (2.13 aprox.) por lo que se puede omitir el cálculo de las pérdidas en la transmisión.

1) Datos para la construcción de la turbina.

a. Inyector.

La construcción del inyector puede realizarse de acuerdo con lo indicado en Zárate (Referencia [3], pg. 29) donde todas las dimensiones están referidas al radio del rotor en este caso R=0.105m.

Para la construcción del inyector se recomienda realizar un molde en madera del álabe inyector y hacerlo luego de hierro fundido (tipo nodular). El ancho del álabe es de 0.10m

En este caso por ser la carga (salto) que se aplica sobre la turbina casi constante y por estar conectada a la red, la turbina suministra toda la energía que requiere para igualar la potencia entregada por el agua con la potencia entregada en la red, en caso de ser esta última negativa se desconecta la MT. Esto permite que el álabe inyector se regule para una sola posición (la de carga nominal) y no tener que incluir el sistema que mueve automáticamente dicho álabe.

b. Rotor.

Se colocaran 24 álabes igualmente separados sobre dos circunferencias concéntricas de diámetros 0.21m y 0.14m respectivamente. El ángulo del álabe con la tangente a la cfa. exterior debe ser de 25º y con la cfa. interior de 90º.

El rotor se puede construir en acero al carbono o inoxidable. El espesor de los álabes del rotor es de 1/8 de pulgada y por ser los mismos de espesor constante y radio de curvatura constante pueden obtenerse a partir de un caño de la medida adecuada (64mm de diámetro).

El ancho del rotor se recomienda que sea 5mm mayor que el del inyector (ver la referencia indicada anteriormente).

c. Observaciones.

No se recomienda la utilización del tubo de aspiración por las dificultades que el mismo puede significar para la operación de la MT (dificultad en mantener la estanqueidad en la carcasa que contiene al rotor)

No se consideraron dispositivos para protección por sobre embalamiento debido a que según consulta con los fabricantes de motores asíncronos las tapas de los motores de 3000 rpm y de 1500 son las mismas, así como el rotor. Téngase presente que la velocidad de embalamiento de una turbina de acción es un poco menor que el doble de la velocidad nominal.

II.1.5 Análisis de los componentes eléctricos.

1) Datos de la instalación a realizar.

- Potencia a instalar: 7.5 kW.
- Distancia al consumidor: 800m
- Tipo de línea requerida: Monofásica 220V
- Tipo de generación: conectado a la red
- Característica de la red existente: 220V monofásica.

2) Diseño preliminar.

Como generador se utilizará un motor de inducción monofásico de 7.5kW, al cual se conectará un banco de condensadores de 4.5kVAR.

Como línea de transmisión de energía desde el generador hasta el punto de conexión a la red de distribución nacional, se utilizará una línea aérea realizada con dos conductores de aluminio de 70mm^2 de sección. En cada extremo de la línea se colocará una llave termomagnética como protección y elemento de desconexión. La llave que está más cercana al punto de conexión con la red debe ser abrible con una señal lógica para permitir así que los dispositivos de control y protección puedan actuar sobre ella. El esquema a utilizar es el de la Figura II.1.6

3) Observaciones.

La máquina aconsejada es un motor de inducción monofásico utilizado como generador. Si el motor es de los más comunes posee un interruptor centrífugo y un condensador de arranque, componentes ambos que no son necesarios dadas las condiciones de uso particulares de esta aplicación.

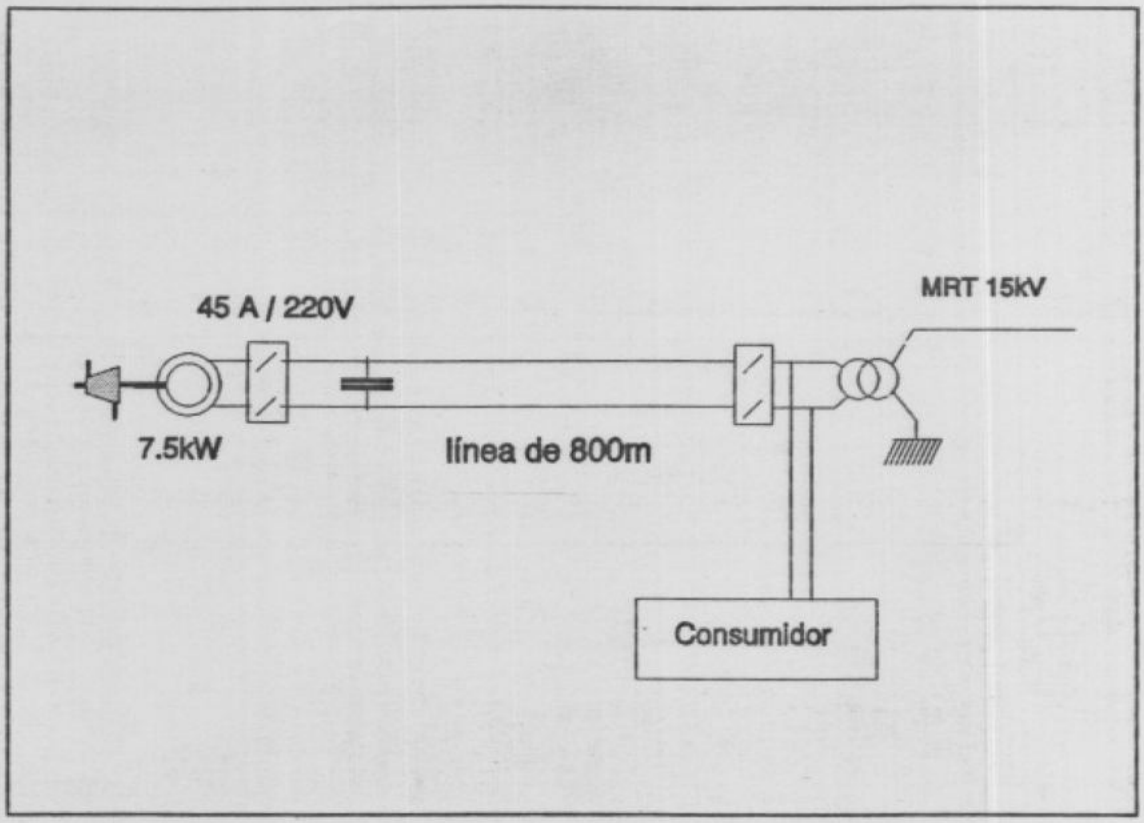


Figura II.1.6.

II.1.6 Obra Civil.

La obra civil en este caso particular consiste en una represa a pelo de agua, con una toma conteniendo un desarenador sencillo y un conducto forzado hasta la turbina. La turbina se apoya en una fundación de hormigón, sin un edificio particular de protección (Figura II.1.7).

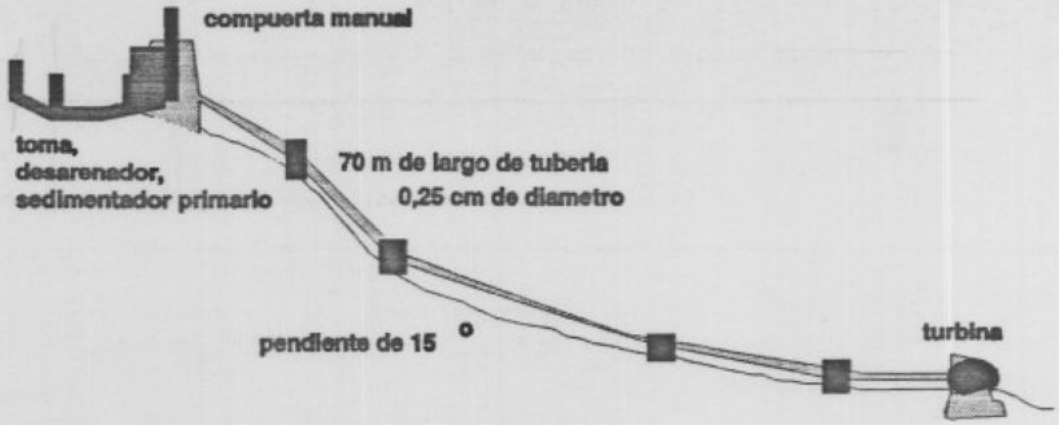


Figura II.1.7.

La represa se supone de 20 m de largo por 1,5 m de alto (Figura II.1.8); si bien el cierre es triangular se cuenta de esta manera los materiales que hay que quitar y los estribos que hay que construir.

La obra de toma (Figura II.1.9 y Figura II.1.10) supone los siguientes elementos:

- un desarenador sencillo con 3 dientes (sluices) de 30 cm de alto, 20 cm de ancho y 2 m de largo.
- un pequeño foso a la entrada para detener las cargas de sedimentos de fondo y decantar el sedimento más grueso.

El conducto llevará apoyos intermedios según el largo de los tubos y la turbina tendrá una base que contendrá asimismo el amarre final de este. Se supone una tubería (de diámetro 25 cm) de 70 m de longitud, en material a determinar, sea hierro, hormigón o en chapa maquinada (Figura II.1.7).

Una alternativa para los anclajes y las juntas de chapa donde se dan los cambios de orientación, es que sean tubos de chapa en los que entran los caños (Figura II.1.11). Las juntas se realizan en chapa de 5 mm de 40 cm de largo con o-rings o cilindros de goma que son soldadas y ajustadas con abrazaderas.

Otra alternativa es soldar platinas en los extremos y la estanqueidad se logra con empaquetaduras y bulones que las ajustan entre 2 platinas.

Se consideran en principio equivalentes ambas alternativas en cuanto a costo, por lo que se hacen los cálculos con la primera solución.

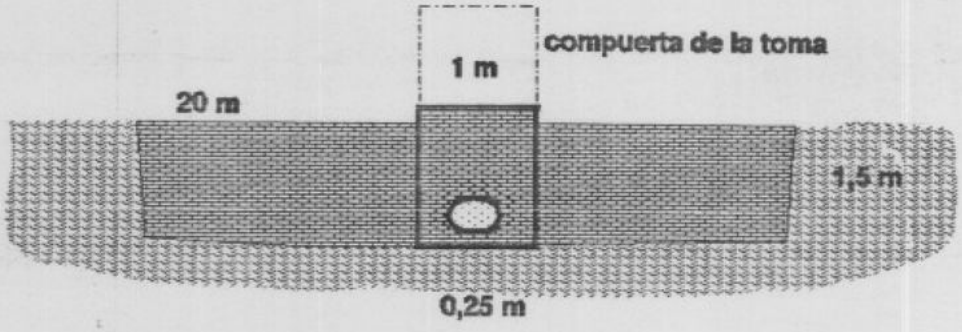


Figura II.1.8. Corte Transversal.

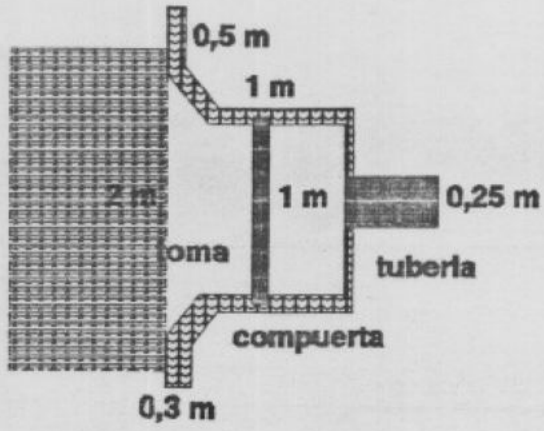


Figura II.1.9. Planta.

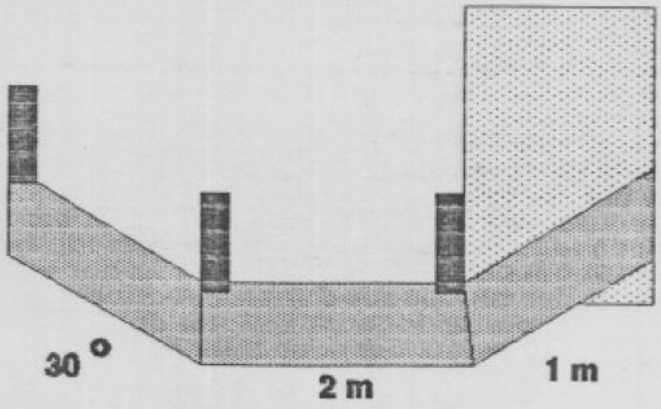


Figura II.1.10. Corte Longitudinal.

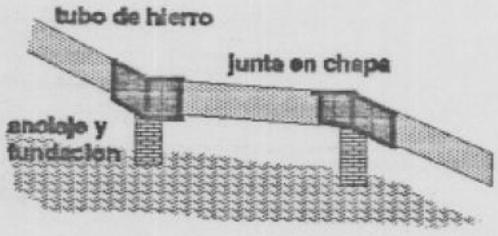


Figura II.1.11. Anclaje de la Tubería.

II.1.7 Costos.

1) Costo de Turbina.

El costo de fabricar sólo la turbina se estima en 750 U$.

2) Costo de Componentes Eléctricos.

- 2 Llaves 45 A	U$	160
- Generador de Inducción 7.5kW	U$	341
- Condensadores 4.5kVAR	U$	85
- Control y protecciones	U$	2.000
- 800m de línea BT70/AL(aérea)	U$	7.920
Según las normativas de UTE para líneas de transmisión aéreas de baja tensión.		
Total:	U$	10.506

En el costo asignado al rubro Control y Protecciones incluimos la electrónica de control con la inteligencia suficiente como para desconectar al generador si por perdida de caudal intentara funcionar como motor y para permitir la reconexión solo si la velocidad de giro está por encima de la de sincronismo.

3) Costo de Obra Civil.

Se estima el m^3 de hormigón en U$ 200, considerando que las pequeñas obras son más costosas por metro cúbico, incluyendo allí los imprevistos de obra y el m^3 de excavación en roca sana estimado en U$ 15.

Se tendrán así los siguientes costos para los diferentes elementos:

a. Apoyo de la turbina.

Se realizarán 3,75 m^3 en hormigón, incluyendo la base para la llegada del tubo, comportando 1,25 m^3 de excavación en roca, que hacen U$ 750 en hormigón más U$ 18,75 en excavación, o sea un subtotal de U$ 769.

b. Caños y Apoyos de los mismos.

Se tratarían de 23 tramos de caños de hierro de 3 m o 17 tramos de caños de fibrocemento de 4 m, donde los tramos de fibrocemento cuestan U$ 239 (un subtotal de U$ 4063) y los de hierro se estiman en U$ 245 (un subtotal de U$ 5635).

Este precio se obtiene a partir de precios de caños en plaza de otro diámetro considerando que el costo por metro de diámetro crece uniformemente con el mismo; esto no es estrictamente cierto pues hay un ligero incremento con el mismo.

Cada apoyo tiene 0,13 m^3 y hay que excavar 0,06 m^3 para fundarlo.

Así, se tendría para cada opción los siguientes costos:

- para la fundación de tramos en hierro: 2,86 m^3 de hormigón (U$ 572) más 1,32 m^3 de excavación (U$ 19,80), hacen un subtotal de U$ 592.

- fundación de tramos en fibrocemento: 2,21 m^3 de hormigón (U$ 442), más la excavación de 1 m^3 (U$ 15), hacen un subtotal de U$ 457.

Se consideran las juntas como tuberías de 8,8 m de largo con 27 cm de diámetro, que hacen un costo de U$ 489, no considerando mano de obra.

En mano de obra se toma U$ 120 el metro por considerar que se trata de tramos complicados, similares en costo a los tramos curvos de una tubería, o sea U$ 1056; sumando así el subtotal U$ 1545.

Se considera un 35% de ganancia sobre materiales y mano de obra, de acuerdo a las tasas de ganancias usuales en el ramo del montaje mecánico, lo que da un total de U$ 2086.

Para la alternativa de colocación de los tramos en fibrocemento se tomaría que el costo de las juntas (incluida la mano de obra) es 60% de la colocación de tramos de hierro, vistas las menores dificultades y la menor cantidad de las mismas, es decir U$ 1252.

c. Costo del Cierre y Obra de Toma.

Para el cierre habrían 16,50 m^3 en hormigón que hacen U$ 3300.

La obra de toma son 3,90 m3 de hormigón, costando U$ 780.

La compuerta de la entrada saldrá U$ 1.591 calculados de la misma forma que la compuerta de la implementación hidroeléctrica de INDIA MUERTA, estudiada en el caso particular, en chapa y perfiles, suponiendo el diámetro de un metro.

Se resumen los costos en el siguiente cuadro.

		Hierro	Fibroc.
- base turbina	U$	769	769
- cierre	U$	3.300	3.300
- apoyos	U$	592	457
- juntas	U$	2.086	1.252
- obra de toma	U$	780	780
- caños	U$	5.635	4.063
- compuerta	U$	1.591	1.591
Total:	U$	14.753	12.212

La diferencia de precio no es grande, siendo el ahorro por substituir el hierro con fibrocemento de 18%, con lo que se elegiría la solución en hierro por mayor duración y menor mantenimiento.

4) Costo Total.

Turbina	U$	750
Equipos eléctricos + línea	U$	10.506
Obra civil	U$	14.753
Total:	U$	26.009

II.1.8 Referencias bibliográficas.

1. Csanady G.T., "Theory of Turbomachines", Waterloo, Ontario Canadá, Ed. Mc Graw-Hill, 1964.

2. Idelchik I.E., "Handbook of Hydraulic Resistance", Ed Hemisphere Pubishing Corporation, 1986.

3. Zárate F, Aguerre C y Aguerre R, "Turbines Michel Banki: Criterios de diseño, selección y utilización". Universidad Nacional de La Plata, Facultad de Ingeniería, Laboratorio de Hidráulica, 1987.

II.2 ARROYO SOPAS.

II.2.1 Localización, características del sitio y objetivos.

Este arroyo es un afluente del río Dayman y el sitio se encuentra en el departamento de Salto, a unos 3 km aguas abajo de Paso Cementerio, con coordenadas (411,6527). Se ubica en una zona basáltica (Formación Arapey).

El propósito de este micro aprovechamiento es suministrar energía a Pueblo La Bolsa.

De acuerdo a lo oportunamente discutido con los pobladores se requiere de una solución que implique el menor costo inicial y que suministre una potencia eléctrica de 20 kW.

II.2.2 Parámetros a determinar.

1) Determinación de la altura del embalse.

Durante las crecidas se superan las alturas disponibles previstas, debido a las características de cierre y la geología de la cuenca, por lo cual se eligió una presa vertedora sumergible.

Dada las características topográficas, de la sección que fue relevada por los pobladores, se consideró un dique según Figura II.2.1, por lo que se puede disponer de un salto hidraúlico medio de 3.5 m.

2) Determinación del caudal de diseño

Dado que la potencia a suministrar esta impuesta, el caudal de

diseño será resultado del tipo de turbina que se seleccione.

No obstante a los efectos de evaluar la firmeza de la potencia instalada debe tenerse en cuenta que el caudal medio del arroyo es de 6.53 m^3/s si se estima a partir del área de la cuenca (677 km^2) y del mapa de isoyetas indicado en la Figura I.1.1.

La firmeza con que se disponga de dicha energía debe ser tenida en cuenta en el momento de evaluar la inversión. Para lo cual se debe medir el caudal del arroyo en forma diaría.

II.2.3 Selección de la Turbina.

Dado que, durante las crecidas el agua rebasará la presa se deberá colocar un grupo sumergible o elevar el generador hasta una cota admisible.

Se optó por colocar el grupo generador en la cota -3 (Figura II.2.1) esto implicará colocar una torre de 5.5 m de altura sobre la parte superior del dique, esta transmisión de potencia resulta más conveniente realizarla si el eje de giro de la turbina es vertical, esta es una razón a favor de colocar una turbina axial.

Por otra parte, una turbina Michell Banki operando con este salto tiene una velocidad de giro menor que una turbina axial (130 rpm a 500 rpm aproximadamente) lo cual dificulta aún más la transmisión.

Por lo indicado anteriormente se selecciona una turbina axial de eje vertical.

La disposición general de la instalación se ilustra en la Figura II.2.2.

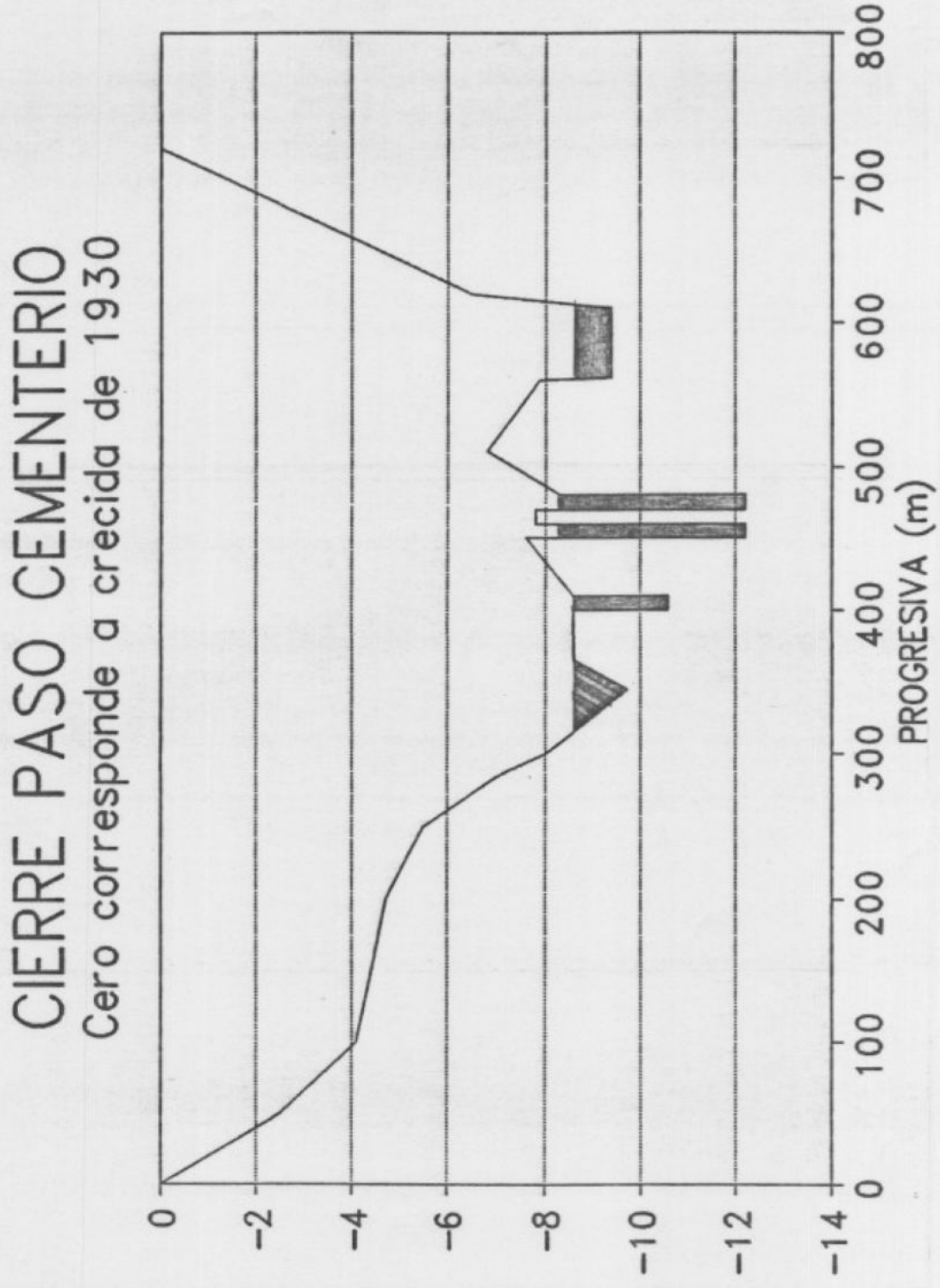


Figura II.2.1 - Corte transversal al río del sitio.

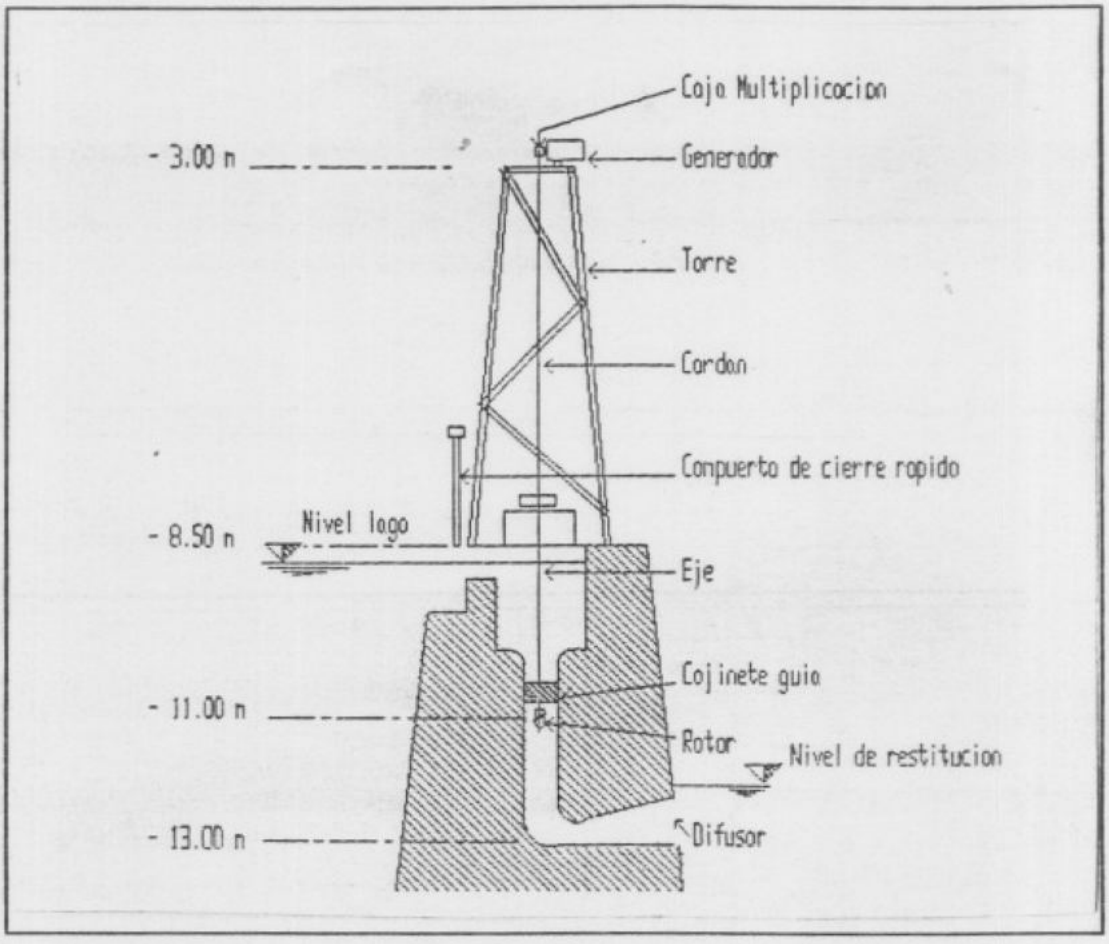


Figura II.2.2 - Disposición general.

II.2.4 Dimensionado de la turbina y el inyector.

Se elije una turbina con un rotor y álabes directrices símiles a los indicados en referencia [1]. (Turbina axial para microcentral hidroeléctrica).

Las pérdidas en la transmisión se estiman del 4% de la energía transmitida. Se supone un rendimiento del alternador del 90%.

La potencia entregada por la turbina resulta entonces de 23kW.

De acuerdo al trabajo indicado anteriormente resulta:

D (diámetro exterior de rotor) = 0.53 m
n = 604 rpm
Q_d = 0.93 m^3/s
Empuje axial 750 kgf.

En este caso a continuación del tramo cilíndrico que contiene el rotor se debe colocar un difusor como el indicado en la Figura II.2.3.

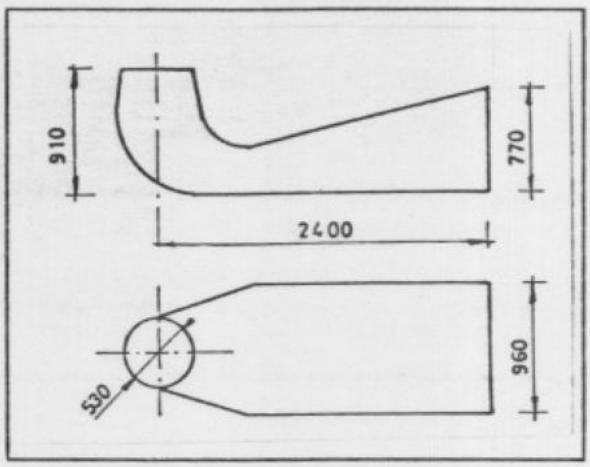


Figura II.2.3 - Dimensiones aproximadas del difusor.

Se evaluó la sumergencia de la turbina a los efectos de evitar problemas de cavitación. La altura máxima que se puede colocar el rotor es de 5 m. Se colocará el rotor 1m por encima del nivel de restitución.

La velocidad de sobre embalamiento resulta de 1700 rpm por lo que debe preverse un dipositivo mecánico que actue sobre la compuerta de toma en forma automática.

Observaciones.

No se optó por colocar una turbina sumergible. Por dos razones:

a) De acuerdo a la oferta de turbinas disponible (ver anexo V) el único fabricante que ofrece máquinas en este rango de potencias (6 a 20 kW) y alturas (3 m) es Biwater y este tipo de máquinas tiene como generador un motor asíncrono, el cual no es aconsejable utilizar en una red pequeña (ver anexo IV).

b)El precio de las misma es superior, cotizándose entre U$ 15.600 y U$ 9.800 aproximadamente.

II.2.5 Análisis de los componentes eléctricos.

1) Datos de la instalación a realizar.

- Potencia a instalar: 20 kW
- Distancia al consumidor: 1 km
- Tipo de línea requerida: Trifásica.
- Tipo de generación: autónoma.

2) Diseño preliminar.

Por tratarse de generación autónoma se elige utilizar como generador un alternador tradicional, trifásico de 27.5 kVA generando en 380 V.

Para el control de frecuencia se seleccionó el método de control electrónico por la carga utilizando para ello dos bancos (trifásicos) de resistencias y tiristores con control del ángulo de disparo de los mismos. Al separar la carga de regulación en varios bancos, es posible realizar un control más fino de la potencia consumida por el conjunto y también es menor el contenido de armónicos no deseados de la corriente que absorbe la carga de regulación.

La línea de transmisión será aérea de 1 km de longitud realizada con 3 conductores de aluminio de 70 mm^2 de sección más un conductor de 35 mm^2 de sección para el neutro.

En cuanto al tipo de esquema a utilizar para el sistema en general, hay dos alternativas según que se instale la carga de regulación del lado del consumidor tal como se indica en la Figura II.2.4 o del lado del generador Figura II.2.5, siendo la distancia entre ambos de 1 km, con una diferencia importante.

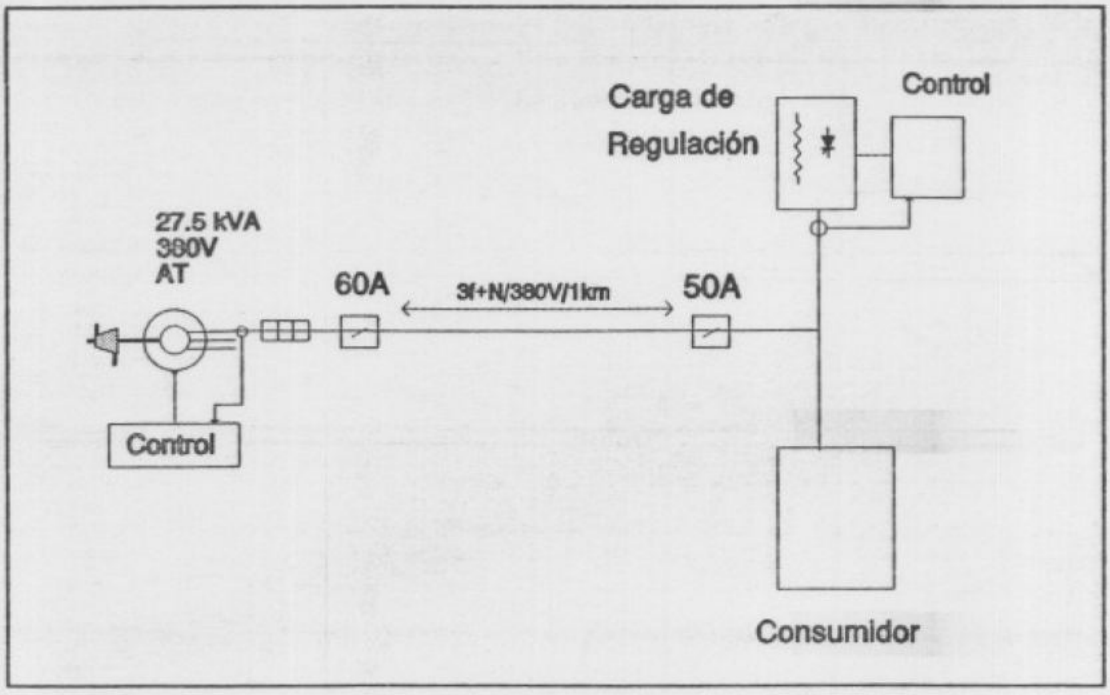


Figura II.2.4.

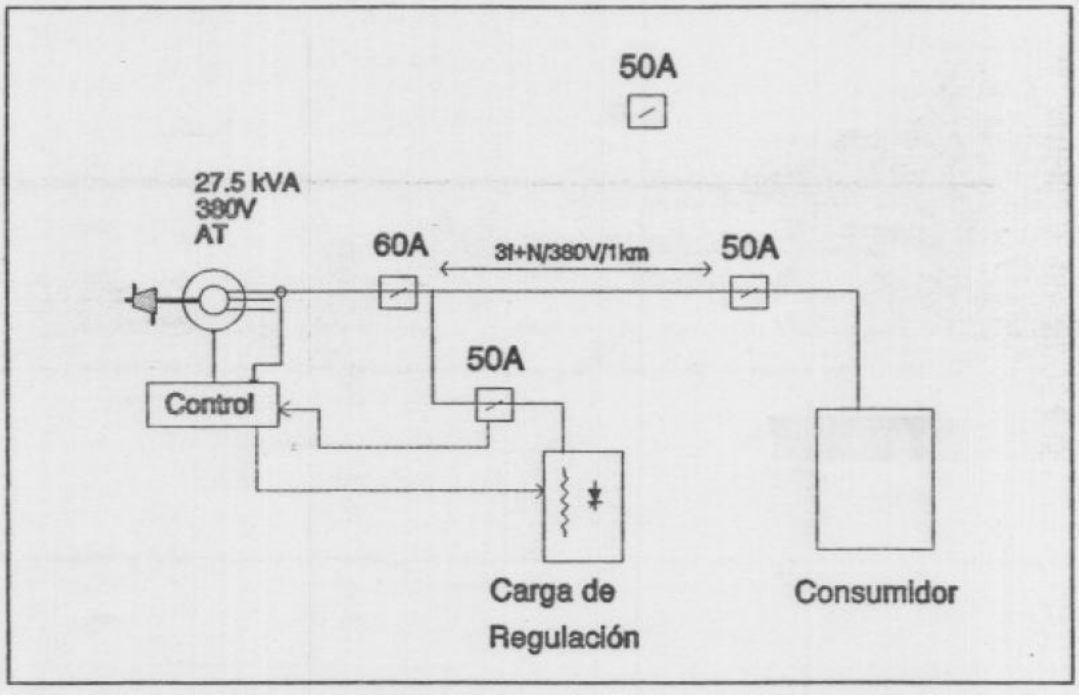


Figura II.2.5.

La generación se realizará en 380 V con neutro y la línea será trifásica con neutro de baja tensión con conductor de aluminio de 70 mm^2 de sección, pudiéndose utilizar para el neutro 35 mm^2 de sección. El neutro se colocará a tierra tanto del lado del generador como del consumidor (y de ser posible también a lo largo de la línea en algunos puntos).

3) Control.

Como carga regulada se utilizarán dos bancos de resistencias tiristorizadas, habiendo dos alternativas en cuanto al lugar donde se ubica dicha carga tal como se mencionó antes.

La primera de las alternativas tiene la ventaja de permitir utilizar la potencia disipada en la regulación de frecuencia en el lugar donde se encuentra el consumidor, quien sin duda le encontrará utilidad. Sin embargo, este esquema tiene el inconveniente de separar el control en dos partes una en cada extremo de la línea de transmisión, una del lado del consumidor, la que se encarga de la regulación de la frecuencia, y otra del lado del generador , la que se encarga de regular la tensión de generación en funcionamiento normal y detecta problemas tales como sobrevelocidad de la máquina, bajando la excitación de la misma para no perjudicar la aislación del generador. El grupo turbina-generador se embalará en situaciones en que el generador pierda la carga, esto puede suceder, por ejemplo, si como respuesta a una falla, en la línea o en el consumidor, se abre el contactor de protección del generador o si se daña el circuito de excitación del mismo, o si se avería la carga de regulación.

La separación de la función de control duplica el costo del control pues las mismas funciones son realizables por un solo módulo de control en lugar de dos. Considerando que el valor de cada módulo de control es del orden de U$ 700 (controles

programables de uso industrial) resulta más atractiva la segunda opción.

En el segundo esquema (Figura II.2.5) la carga de regulación se colocó del mismo lado de la línea que el generador por lo que basta con un solo módulo de control para implementar tanto el control de frecuencia como el de tensión. Este esquema es por lo tanto más económico que el primero. Como principal desventaja podemos señalar la de fijar el lugar donde se disipa la potencia de regulación impidiendo así que el consumidor pueda disponer cómodamente de la misma. Si en las vecindades del generador es posible utilizar la energía disipada en regulación para otro fin útil, tal desventaja no pesa en la decisión del esquema a utilizar.

II.2.6 Obra Civil.

1) Cierre.

Se dispone del perfil de la sección del arroyo y del nivel de restitución aguas abajo en los zanjones centrales, pero no se dispone de la cota del fondo del cauce y se supone un tirante de agua de 0,5 m con lecho a despalmar de otros 0,5 m.

Las suposiciones de trabajo hechas sobre el diseño adjunto son las siguientes:

a) La necesidad de alcanzar 3,5 m de salto útil en una parte del cierre.

b) colocación de cierre de 5 m en los zanjones, en uno de ellos irán la turbina; el coronamiento será de 4 m.

c) habrá dos vertederos utilizando los cauces de inundación ya existentes.

d) retiro de 0,5 m del manto orgánico y el alterado (despalme) en los vertederos laterales, los zanjones laterales y el pequeño zanjón; excavaciones de 1 m para los estribos de los vertederos y zanjones; excavación de un dentellón en los fondos de vertederos, zanjones, etc. para asentar los talones de la presa aumentando la resistencia al deslizamiento.

e) colocación de un enrocado con pendientes suaves 1:4 con el objetivo de minimizar la erosión cuando la presa funcione como un solo vertedero durante las crecientes y mejorar el funcionamiento hidráulico.

f) se sobreelevará la presa en un 5% para preveer el asentamiento del enrocado luego de colocado.

2) Casa de Máquinas.

Se adopta una Casa de máquinas de configuración vertical, con un generador colocado en una torre (ver figura II.2.2) disminuyendo la transmisión necesaria, con menor obra y mantenimiento más simple.

3) Compuerta.

Se diseña una compuerta deslizante del tipo descripto en India Muerta, aguas arriba de la turbina.

II.2.7 Costos.

1) Costo de Turbina.

Turbina y difusor	U$	3.600
Torre 5.5m de altura	U$	700
Eje y cojinete de empuje	U$	800
Cardan y caja multiplicación	U$	700
Total:	U$	5.800

2) Costo de Componentes Eléctricos.

a. Opción 1. "Controlador distribuido"

- Generador Sincrónico 27.5 kVA/380 V	U$	1.830
- Línea de transmisión (1 km de línea de baja tensión con neutro. 3x70+N35/AL)	U$	10.890
- 2 bancos de resistencias y tiristores	U$	200
- 2 Módulos de control	U$	1.600
- Llave termo-magnética 50 A	U$	100
- Llave termo-magnética 60 A	U$	120
Total:	U$	14.540

b. Opción 2. "Controlador único"

- Generador Sincrónico 27.5k VA/380 V.....	U$ 1.830
- Línea de transmisión (1 km de línea de baja tensión con neutro. 3x70+N35/AL).....	U$ 10.890
- 2 bancos de resistencias y tiristores..	U$ 200
- 1 Módulo de control	U$ 800
- 2 Llaves termo-magnética 50 A	U$ 200
- Llave termo-magnética 60 A	U$ 120
Total:	U$ 14.040

3) Costo de Obra Civil.

a. Costo del Cierre.

Los costos de las excavaciones pueden variar de acuerdo a la resistencia, en este caso se asume U$ 10/m^3. Los enrocados de piedra grande, seleccionada, de protección (rip-rap), a colocar con cuidado se estima en U$ 20/m^3.

El despalme se estima en U$ 4/m^3 y el enrocado de relleno en U$ 6/m^3.

Cuadro de Secciones

	h	c	a	b	pd	ad
Vert.Izquierdo	1.6	4	0.25	0.25	0.4	1
Pequeño Zanjón	2.5	4	0.33	0.33	0.5	1
Gran Zanjón Iz.	5.7	4	0.33	0.33	0.6	1
Gran Zanjón Dr.	5.7	4	0.33	0.33	0.6	1
Vert. Derecho	1.3	4	0.25	0.25	0.4	1

Vert. Izquierdo: ..... vertedero utilizando un cauce ya existente
Pequeño Zanjón: ..... cauce eventual
Gran Zanjón Iz.: ..... cauce permanente
Gran Zanjón Dr.: ..... cauce permanente
Vert. Derecho: ..... vertedero utilizando un cauce ya existente
h: ..... altura de la presa (m)
c: ..... coronamiento (m)
a: ..... pendiente aguas arriba (tangente)
b: ..... pendiente aguas abajo (tangente)
pd: ..... profundidad del dentellón (m)
ad: ..... ancho del dentellón (m)

Los costos de acuerdo a los volumenes calculados se presentan el cuadro siguiente.

- Despalme (1504 m^3)	..... U$	6.016
- Excav. (935 m^3)	..... U$	10.307
- Enrocado (5436 m^3)	..... U$	34.247
- Rip-Rap (951 m^3)	..... U$	19.971
Total:	..... U$	70.541

b. Costos de Casa de Maquinas.

El costo de la casa de máquinas realizada en hormigón, con la sección de transición al enrocado de cierre, calculado con la metodología descripta en el capítulo I.3, para 6 m de altura es de U$ 15.432.

c. Costo de la compuerta.

Para la compuerta se asume que el precio es proporcional al diámetro, valiendo U$ 550 para 0.5 m de diámetro.

4) Costo Total.

Turbina	U$ 5.800
Equipos eléctricos + linea	U$ 14.040
Obra civil	U$ 85.823
Total:	U$ 105.663

Como se observa el costo mayor es el de la obra civil, por ello es necesario aumentar la información del sitio, el análisis de la organización del trabajo y de los precios de los materiales.

II.2.8 Referencias bibliográficas.

1. Zárate F, Aguerre C y Aguerre R, "Turbines Michel Banki: Criterios de diseño, selección y utilización". Universidad Nacional de La Plata, Facultad de Ingeniería, Laboratorio de Hidráulica, 1987.

II.3 INDIA MUERTA.

II.3.1 Localización, características del sitio y objetivos.

El sitio se encuentra sobre la presa de riego "India Muerta" ubicada a unos 15 km de la ciudad de Lascano, departamento de Rocha, con coordenadas (644,6237).

Dado que la presa dispone de la mayor parte de la obra civil y la cercanía de la red nacional de UTE se presenta como muy factible la instalación de una microturbina que opere sin comprometer el uso actual del agua.

La obra civil contempla la posibilidad de colocar una MT como se aprecia en las Figuras II.3.1, II.3.2, II.3.3 y II.3.4.

El salto disponible resulta variable y dependerá del nivel del embalse.

II.3.2 Parámetros a determinar.

En primer lugar se debe determinar la potencia a instalar que proporcione el menor costo del kW-h generado.

En segundo lugar se debe establecer una cota mínima a la cual se permite descender el nivel del lago cuando se turbina en los meses que no se riega, de modo que no se comprometa la reserva de agua para el período de riego.

1) Cálculos de los parámetros.

Para realizar estos cálculos se adaptó el programa que simula la operación de un embalse incorporándole, por un lado una

política de riego, esto es asignando a cada mes del año el volumen que se debe regar (éste será la suma del volumen turbinado más el derivado por la válvula) ver Figura II.3.5. En segundo lugar la condición de cota del nivel del lago por debajo de la cual no se genera en los meses que no se riega.

A los efectos de determinar la política de riego a introducir en el modelo numérico se estudió la Tabla II.3.1 donde se indica cuales han sido los volúmenes regados a la fecha durante cada zafra. De dicho análisis surge que un valor de 135 Hm^3 anuales distribuidos uniformemente entre los meses de noviembre a marzo inclusive resulta conservador a los efectos de asegurar el riego.

Fecha de llenado	Fecha de fin de zafra	Cota de inicio	Cota de fin de zafra	Volumen Regado Hm^3
6/9/83	4/84	46.85	45.9	39.1
9/6/84	4/85	46.85	42.1	164.6
18/9/85	4/86	46,85	43.73	117.0
14/10/87	4/88	46.85	45.93	37.9
31/7/88	4/89	46.85	43.3	130.4
28/9/89	4/90	46.85	44.91	76.7
3/5/90	4/91	46.85	45.79	43.5

Tabla II.3.1

Para evaluar económicamente la potencia a instalar se consideraron los costos siguientes:

a) Costos Fijos. Se estimó el precio de la obra civil y de la línea de trasmisión en U$ 23.000 (no se consideró el

cambio del transformador actual de la red nacional existente).

b) Como costos variables se consideró el costo de la turbina y del generador como proporcionales a la potencia instalada (se estimó en U$ 330 por kW).

c) Se consideró además una tasa de interés anual de capitalización de la inversión del 8%.

De esta forma el costo del kW-h generado se calcula como:

$$\frac{(C.Fijos + C.Var.)*(1+i)^n}{Promedio\ anual\ kW\text{-}h\ producidos * n}$$

Donde el período considerado para calcular el promedio anual de los kW-h producidos es desde el año 1915 a 1981, "n" es el número de años en que se amortiza la inversión, se tomó n=20 años.

El caudal requerido por la turbina se obtiene a partir de la curva carga-caudal de una turbina axial de álabes ajustables. En este caso la velocidad específica de dicha turbina es $N_{SQ}=3.7$

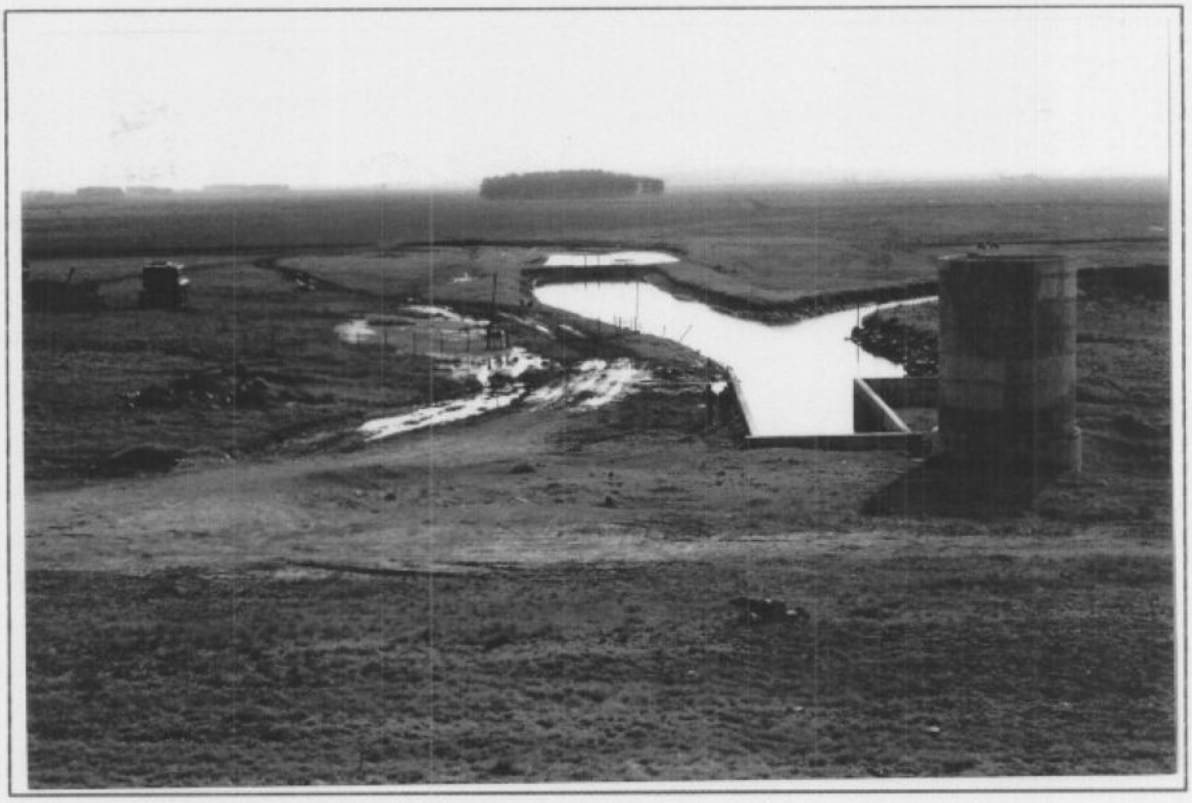


Figura II.3.1 - Vista desde aguas arriba de los canales de riego y la chimenea de equilibrio.

Figura II.3.2 - Descarga actual para el riego.

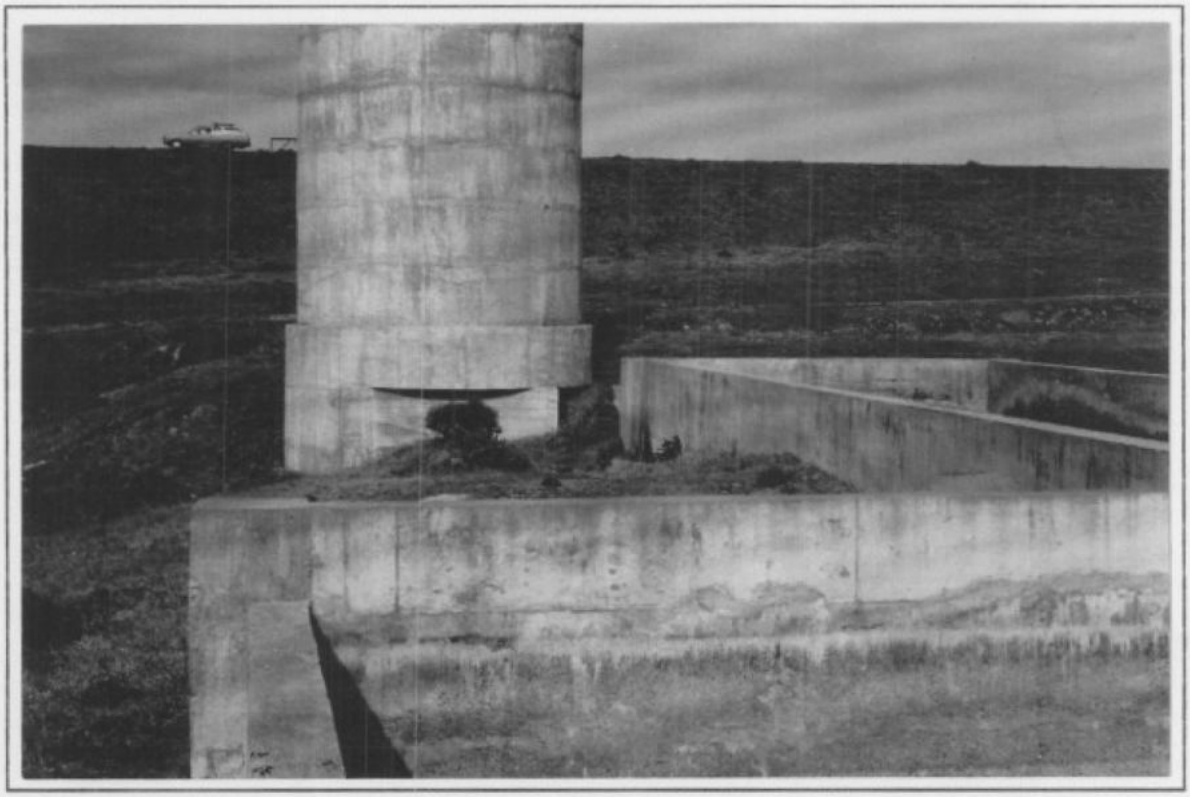
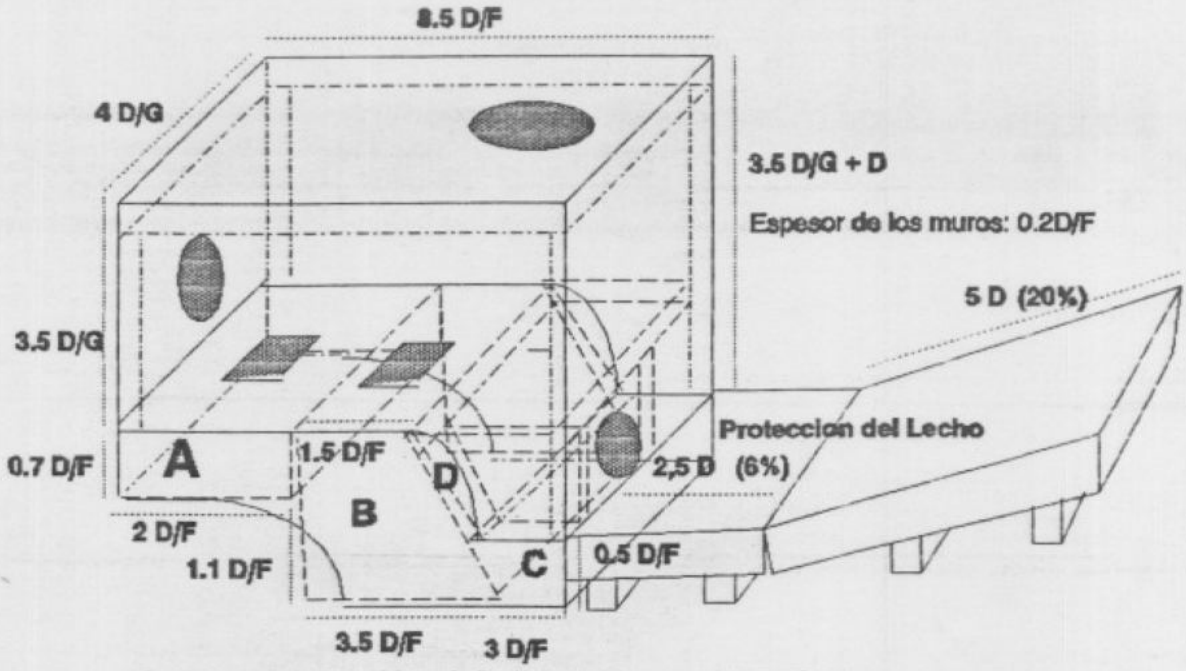


Figura II.3.3 - Vista desde aguas abajo del área prevista para ubicación de la sala de máquinas.

Figura II.3.4 - Tramo de tubería previsto para colocación de la turbina.



D: diametro de la turbina; A, B, C, D: volumenes de hormigon
Los porcentajes son pendientes de los planos de hormigon
Los Factores de correccion F y G valen: F=1.1^(D-1); G=1.25^(D-1)

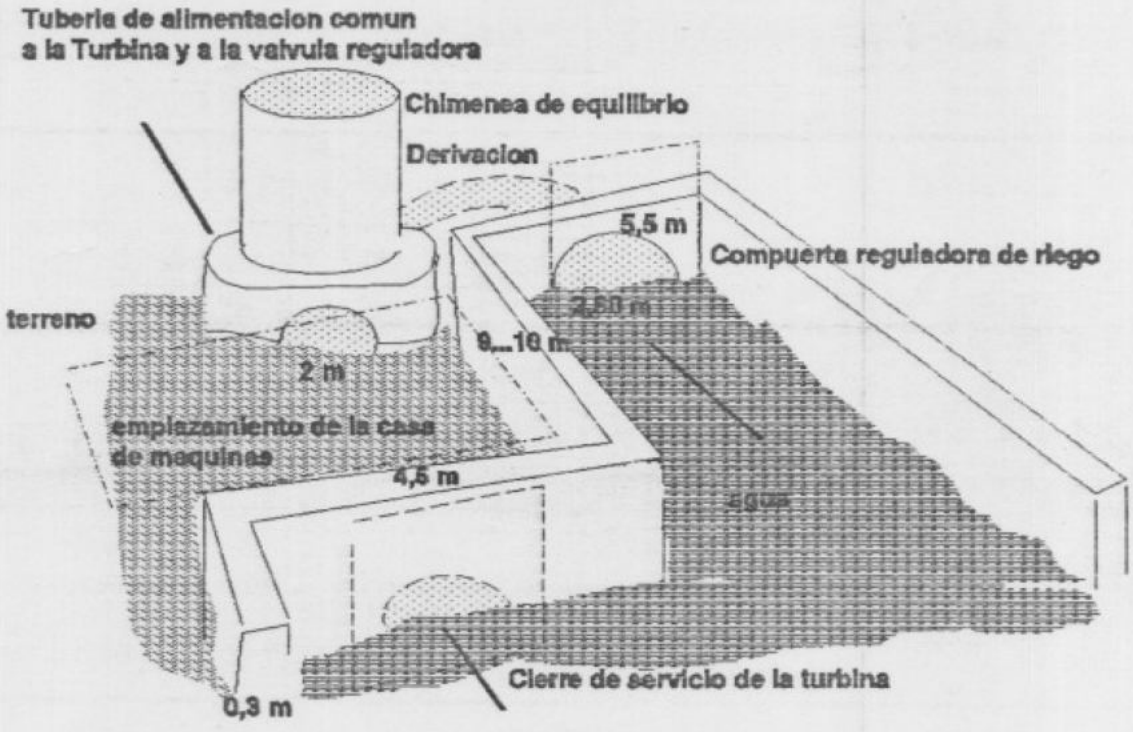


Figura II.3.5 - Disposición general del sistema.

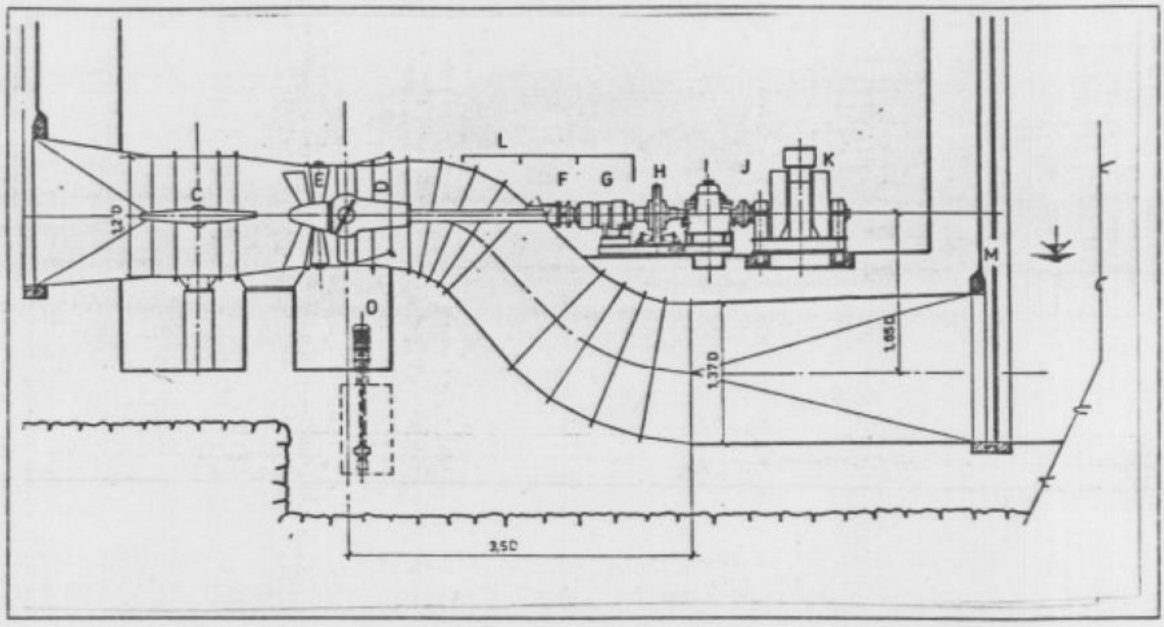


Figura II.3.6 - Turbina tipo "S".

2) Corridas del modelo numérico.

En primer lugar se efectuaron una serie de corridas del modelo tendientes a determinar la potencia a instalar. Se probó con potencias de 100, 150, 200, y 500 kW respectivamente.

En esta primera serie de corridas se mantuvo constante la cota mínima del nivel del lago en los meses que no se riega (1,5m por debajo de la altura de vertido), los resultados fueron:

para	100	kW	el costo	resultó	0.034 U$/kW-h
"	150	kW	"	"	0.034 U$/kW-h
"	200	kW	"	"	0.035 U$/kW-h
"	500	kW	"	"	0.039 U$/kW-h

Se optó por la potencia de 150 kW.

Del análisis de los resultados del modelo se observó que en algunos años de sequías el permitir el descenso de un metro y medio del nivel del lago comprometía el riego. Se pasó

entonces a realizar una segunda serie de corridas a los efectos de determinar cómo variaba el precio del kW-h si se restringe el nivel de descenso en los meses que no se riega, los resultados fueron:

Nivel de descenso	Precio
1 m	0.034 U$/kW-h
0.5m	0.034 U$/kW-h
0.1m	0.035 U$/kW-h

Se decide entonces permitir el descenso del nivel del lago 0.5m por debajo de la cota de vertimiento.

Este resultado pone de manifiesto el poco efecto que tiene en el precio la energía generada en los meses que no se riega.

El resultado completo de la corrida de mejor performance se adjunta en el apéndice I.

II.3.3 Selección de la Turbina.

Si se observa el cuadro de elección se ve que corresponde una máquina de tipo axial. Dada la forma del emplazamiento existente (ver Figuras II.3.3 y II.3.4) se optó por una turbina axial tipo "S" (ver Figura II.3.6) de palas ajustables de forma de poder operar con variaciones importantes del nivel del lago.

Dado que el rendimiento de la turbina es poco significativo en la potencia anual generada ya que, como se observó la mayor parte de la energía se produce durante el riego y en esta situación el caudal a regar es mayor que el caudal a turbinar (aproximadamente 3 a 1) se entiende factible realizar la turbina en el país.

II.3.4 Dimensionado de la turbina y el inyector.

El diámetro del rotor de una máquina símil de la utilizada para simular la operación del embalse es de 1,24 m y su velocidad de giro 196 rpm.

La sumergencia de la turbina se estimó de acuerdo a lo indicado en referencia [2]. Allí se indica que una turbina con velocidad específica N_{SP}=3.5 requiere un coeficiente de Thoma mayor o igual a 1.3; teniendo en cuenta que H=7.1 m resulta que el emplazamiento más elevado del rotor es 0.7 m por encima del nivel de restitución.

Un factor a tener en cuenta en el diseño es la velocidad de sobreembalamiento. Una estimación de la misma se puede obtenera partir de la siguiente ecuación:

$$\frac{n_r}{n_d} = K_n \left(\frac{H_{máx}}{H_d}\right)^{\frac{1}{2}}$$

donde:

$K_n = 0.28 * N_{SP} + 1.45$

n_r = rpm de sobreembalamiento

n_d = rpm de diseño

N_{SP}= velocidad específica a la potencia

$H_{máx}$ = salto máximo

H_d = salto de diseño

Para las condiciones del caso estudiado resulta $n_r=2.5*n_d$; esto implica que se debe prever una válvula de cierre rápido a la entrada de la turbina. En el diseño final se deberá tener en cuenta este factor.

A los efectos de la construcción de dicha turbina se sugiere ver la referencia [1].

II.3.5 Análisis de los componentes eléctricos.

1) Datos de la instalación a realizar.

- Potencia a instalar: 150 kW.
- Distancia al consumidor: 200 m
- Tipo de línea requerida: Trifásica.
- Tipo de generación: conectado a la red.
- Características de la red existente en el punto de conexión: Tensión: 15 kV y Transformador 15 kV a 220 V.

2) Diseño preliminar.

La estación de generación bajo diseño es para funcionamiento conectado a la red, por lo que se elige como generador un motor de inducción de 150 kW generando en 220 V.

La transmisión de la energía desde el generador hasta el punto de conexión a la red se realizará por medio de una línea trifásica de 200 m de longitud. La corriente resultante en la línea es de 435 A por lo que se utilizará cable de 120 mm^2 de sección de cobre. Está línea resulta un tanto pesada para ser aérea, pero al ser la distancia tan corta se tendrá que decidir si hacerla aérea, con columnas muy juntas, o colocarla en una zanja debidamente acondicionada, está decisión depende de las características del espacio por el que debe cruzar la línea.

Para mejorar el factor de potencia del generador, se incluye un banco de condensadores trifásico de 45 kVA.

Se pondrán llaves termomagnéticas de 450 A de cada lado de la línea. La llave termomagnética cercana al punto de conexión a la red de distribución, debe incluir la posibilidad de apertura con una señal lógica desde los aparatos que se

encargan de la supervisión del equipo.

II.3.6 Obra Civil.

1) Casa de máquinas.

El diámetro de la turbina elegida es de un metro (D=1).

La construcción de la Casa de máquinas se basa en los esquemas habituales en el mercado de Casas de Máquinas para Turbinas Horizontales; dependen del diámetro de la turbina (para el montaje, mantenimiento y desmontaje) y del espacio para los elementos de control, transformación y transmisión.

Las medidas de la casa harán que los volúmenes del edificio sean:

- Techo: 6,40 m^3
- Paredes Laterales (aprox.): 13,60 m^3
- Pared Anterior: existe, sólo se consideran reformas, (50%): 1,80 m^3
- Pared Posterior (reforzada): 4,20 m^3

Se descuentan los huecos de conexión de la tubería con la entrada y salida de agua, los accesos a la turbina dentro de la casa y las entradas al edificio; aproximadamente representan un 7,5% del volumen total (26,00 m^3) o sea 1,95 m^3

Subtotal de paredes y techo: 24,05 m^3

- Piso: 35,30 m^3

En vez de realizar la fundación en masa se hace con un casetonado que hace uso de un 45 % del volumen de cemento, o sea: 15,88 m^3

- Plancha y apoyos donde se colocan el generador y la parte de multiplicación mecánica (apoyadas en un sistema de vigas):
Plancha (se toma 75% del volumen): = 4,5 m^3
Apoyos (se toma 66% del volumen): = 5,67 m^3

Subtotal de plancha y apoyos: 10,20 m^3

Todo daría un total de 50,1 m^3.

Se coloca un disipador de energía a la salida del difusor con un ancho igual al de la construcción, un primer tramo de 2,5 m con 6% de inclinación y un segundo tramo de 5 m con 20% de pendiente, toda la losa con 25 cm de espesor y 4 talones de 30 cm de profundidad para la implantación en el terreno; todo hace 8,60 m^3 de hormigón.

2) Compuerta reguladora de riego.

Estimando en 2,80 m el diámetro de la tubería ya existente, se propone una compuerta plana rectangular deslizante en chapa y perfiles, dentro de una armazón, ella misma realizada también en chapa y perfiles; la estanqueidad es proporcionada por el empuje del agua sobre la compuerta y los sellos correspondientes.

Se utiliza chapa de 5 mm estimando en 15 m^2 la chapa necesaria para la compuerta y el receptáculo de la misma, así como 500 kg de perfiles.

3) Tubería de la Turbina.

Sus dimensiones son de 12 m de largo y un diámetro igual a 1 m; se usa chapa de 5 mm (es difícil maquinar chapa de alrededor de 1/4 de pulgada).

De acuerdo al diseño de base se estiman 5 m de tramos rectos y 7 de tramos curvos o con cambios de diámetro; incluyen desperdicios e imprevistos.

4) Compuerta de la turbina.

Se propone un compuerta igual a la compuerta reguladora de riego y de 1 m de diámetro.

II.3.7 Costos.

1) Costo de Turbina.

El costo de la turbina se estima en U$ 35.000

Observaciones.

a) El costo de 330 U$/KW se obtuvo como suma de los costos parciales (Fabricación del molde y fundición del rotor, transmisión, carcasa, generador y elementos de control y protección) no se incluye el costo de ingeniería que se requiere para llevar adelante el proyecto, además se supuso conocidos los perfiles de los álabes.

b) Es importante destacar el carácter firme de la energía producida durante los meses de riego.

2) Costo de Componentes Eléctricos.

- Generador de Inducción 150 kW	U$ 5.200
- Condensadores 45 kVA	U$ 855
- 200 m Línea BT120/Cu (aérea)	U$ 3.450
- 2 Termomagnéticas 450 A/220 V	U$ 5.000
- Protecciones y aparatos de conexión	U$ 2.000
Total:	U$ 16.505

Observaciones.

El dispositivo de conexión o desconexión a la red y las protecciones asociadas dependen de la política que elija UTE al respecto. Dicha política no está aun definida. En el apéndice sobre protecciones se aportan algunas ideas al respecto. El costo dado es una estimación del valor del equipo necesario para una conexión bajo normas estrictas.

3) Costo de Obra Civil.

a. Costos de la Casa de máquinas.

La casa de máquinas tendría un volumen de 50.1 m^3, que arrojaría un costo de: U$ 7.515

El disipador de energía tendría un volumen de 8.6 m^3, de hormigón, es de decir un monto de U$ 1.290

Toda la construcción nueva daría con esas suposiciones, sumando la casa y el disipador: U$ 8.805

En cuanto a las reformas de lo existente (demoliciones, excavaciones, etc.), se supone que valen 25% de la construcción nueva: U$ 2.201

El total de las reformas y construcciones : U$ 11.006

Se deberían tomar al menos 10% de imprevistos en la obra (días de mal tiempo y otros inconvenientes) que aumentan la cifra a: U$ 12.107

b. Costo de la Compuerta reguladora de riego.

Se considera que el precio de la chapa y perfiles es U$ 1/kg, por lo que resulta:

- cuerpo de la compuerta:	U$ 585
- perfiles:	U$ 500
- otras piezas, electrodos, etc.:	U$ 250
Esto da un subtotal de	U$ 1.335

Se estima la utilización de mano de obra de 2 oficiales durante 7 días, 1 peón durante 7 días y otro peón durante 3 días. Los oficiales se pagan a U$ 4,29 la hora y los peones se pagan a U$ 2,28 la hora. Se estima un incremento de 50 % en razón del viático de desplazamiento. Esto da el siguiente resultado :

Oficiales:	U$ 720
Peón 7 días:	U$ 192
Peón 3 días:	U$ 82

lo que hace un subtotal redondeado de U$ 1.000. Estimando el costo de todos los beneficios sociales estimados en 100% del líquido pagado se llega a un subtotal de: U$ 2.000

El total de la compuerta en materiales y mano de obra se estima así en: U$ 3.335

Hay que contar un trasporte de equipos, materiales y personas, que se estima en una ida y vuelta de 350 km. Se toma U$ 0,40/km recorrido que hacen U$ 280 redondeados a U$ 300.

El costo de transporte, materiales y mano de obra es de U$ 3.635 y tomando una tasa de ganancia usual de la rama de montajes mecánicos de 35% (el rango usual se mueve entre 25 y 35% en las empresas del ramo) se llega a U$ 4.907.=; con el 5% de imprevistos la compuerta de riego llega a: U$ 5.152

c. Costo de la tubería de la Turbina.

El precio de mano de obra, transporte, etc, se supone de U$ 60/m en tramos rectos y de U$ 120/m en tramos curvos, por lo que el costo se estima en: U$ 3.654

d. Costo de la compuerta de la turbina.

El costo de la compuerta de la turbina se puede calcular suponiendo que es aproximadamente proporcional al diámetro de la misma y siendo del mismo tipo que la que hay que instalar al costado, esto es U$ 5.152/2,80*1: U$ 1.840

A continuación se presenta un resumen de los costos de la obra civil.

- Construcción nueva y reformas	U$ 12.107
- Compuerta de la turbina	U$ 1.840
- Tubería de la Turbina	U$ 3.654
- Compuerta de riego	U$ 5.152
Total:	U$ 22.753

4) Costo Total.

Turbina	U$ 35.000
Equipos eléctricos + línea	U$ 16.505
Obra civil	U$ 22.753
Total:	U$ 74.258

II.3.8 Referencias bibliográficas.

1. De Souza Z., "Microturbina Hidráulica axial tubular", Escola Federal de Engenharia de Itajabá, M.G. Brasil, 1992.

2. Fritz J.J., "Small and mini Hydropower Systems", Ed. Mc Graw Hill, 1984, pg 630.

APENDICE I.

RESULTADO DEL MODELO NUMERICO

NOMBRE DE LA CUENCA (12 CARACTERES) = INDIA MUERTA
PLUVIOMETRO NRO. = 2646
AREA DE LA CUENCA (km2) = 657.
ARCHIVO DE SALIDA (3 CARACTERES) = I02

CARACTERISTICAS DE LA PRESA Y EL SITIO

HVERT Cota del vertedero (m) = 46.00
HRES Cota de restitucion (m) = 38.90
HREG Cota min. de regado (m) = 39.00

EMBALSE DEFINIDO POR COTAS Y AREAS

COTA0 cota del punto de cierre (m) = 36.5
COTA1 cota nro. 1 del embalse (m) = 40.0
COTA2 cota nro. 2 del embalse (m) = 50.0
ACOTA1 area corresp. a COTA1 (km2) = 18.05
ACOTA2 area corresp. a COTA2 (km2) = 52.78

TURBINA Tipo axial palas ajustables
HTMIN = 45.5 m
Potencia del usuario de la turbina (KW)
POTUSO = 150.
Horas diarias de uso de la turbina
HTURBIN = 24.

Costo de la instalacion
COINST (U$) =18533.0
Costo de la Turbina
COSTURB (U$/KW) = 330.0

Tasa de interes anual de capitalizacion
TINT = 0.080

DATOS DE EVAPORACION MEDIA MENSUAL (mm) Y DE VOLUMEN REGADO (HM3)

MES	EVP	REG
1	130.0	27.0
2	120.0	27.0
3	110.0	27.0
4	100.0	0.0
5	90.0	0.0
6	90.0	0.0
7	90.0	0.0
8	80.0	0.0
9	90.0	0.0
10	100.0	0.0
11	110.0	27.0
12	120.0	27.0

COSTO DEL KWH SEGUN POTENCIA Y ALTURA DE VERTIDO

HVERT(m)	POTENCIA(KW)	PDTANR	U$/KWH	PDT	DROTOR(mm)	RPM
46.00	150.	25.6	0.0335	0.360	1242.	196.

ANIO	MES	H (m)	VOL (hm3)	SUP (km2)	APORTE (hm3)	VVERT (hm3)	VTURBIN (hm3)	DTURBIN (dias)	VREG (hm3)
1915	ENE	36.9	2.86	10.7	4.0	0.00	0.00	0	0.00
1915	FEB	37.4	9.73	12.0	8.0	0.00	0.00	0	0.00
1915	MAR	39.0	31.31	15.6	32.5	0.00	0.00	0	9.58
1915	ABR	40.3	54.29	18.8	24.4	0.00	0.00	0	0.00
1915	MAY	41.4	77.16	21.9	24.4	0.00	0.00	0	0.00
1915	JUN	41.6	81.80	22.5	6.3	0.00	0.00	0	0.00
1915	JUL	41.8	86.51	23.1	6.4	0.00	0.00	0	0.00
1915	AGO	42.3	96.86	24.4	12.0	0.00	0.00	0	0.00
1915	SET	42.6	109.36	25.9	14.4	0.00	0.00	0	0.00
1915	OCT	42.7	107.98	25.7	0.8	0.00	0.00	0	0.00
1915	NOV	41.8	84.46	22.9	5.7	0.00	10.16	30	27.00
1913	DIC	40.4	55.88	19.2	0.5	0.00	0.00	0	27.00
1916	ENE	38.9	30.97	15.4	0.5	0.00	0.00	0	23.52
1916	FEB	38.9	29.84	15.3	0.4	0.00	0.00	0	0.00
1916	MAR	38.9	30.20	15.3	1.8	0.00	0.00	0	0.00
1916	ABR	38.8	29.52	15.2	0.6	0.00	0.00	0	0.00
1916	MAY	38.9	29.75	15.2	1.4	0.00	0.00	0	0.00
1916	JUN	38.9	30.70	15.4	2.1	0.00	0.00	0	0.00
1916	JUL	38.9	30.72	15.4	1.2	0.00	0.00	0	0.00
1916	AGO	39.2	35.04	16.0	5.4	0.00	0.00	0	0.00
1916	SET	39.7	42.79	17.2	9.0	0.00	0.00	0	0.00
1916	OCT	39.7	42.99	17.2	1.6	0.00	0.00	0	0.00
1916	NOV	39.0	31.40	15.5	7.9	0.00	0.00	0	18.00
1916	DIC	38.9	31.04	15.4	3.8	0.00	0.00	0	2.61
1917	ENE	38.9	30.96	15.4	3.4	0.00	0.00	0	1.74
1917	FEB	39.0	31.38	15.5	2.9	0.00	0.00	0	0.93
1917	MAR	39.0	31.61	15.5	4.3	0.00	0.00	0	2.61
1917	ABR	39.2	34.69	16.0	4.4	0.00	0.00	0	0.00
1917	MAY	39.2	35.58	16.1	2.1	0.00	0.00	0	0.00
1917	JUN	39.8	45.34	17.6	11.0	0.00	0.00	0	0.00
1917	JUL	40.2	52.24	18.5	8.3	0.00	0.00	0	0.00
1917	AGO	40.5	57.93	19.3	7.0	0.00	0.00	0	0.00
1917	SET	41.4	76.08	21.8	19.7	0.00	0.00	0	0.00
1917	OCT	42.2	93.91	24.0	19.8	0.00	0.00	0	0.00
1917	NOV	41.4	75.64	21.8	10.8	0.00	4.85	16	27.00
1917	DIC	40.1	50.50	18.4	3.9	0.00	0.00	0	27.00
1918	ENE	39.0	32.47	15.8	10.8	0.00	0.00	0	27.00
1918	FEB	39.0	31.61	15.5	14.7	0.00	0.00	0	13.97
1918	MAR	39.0	31.39	15.5	16.0	0.00	0.00	0	14.81
1918	ABR	39.1	33.24	15.8	3.2	0.00	0.00	0	0.00
1918	MAY	39.8	45.17	17.5	13.2	0.00	0.00	0	0.00
1918	JUN	40.7	62.14	19.9	18.4	0.00	0.00	0	0.00
1918	JUL	40.9	66.39	20.5	5.8	0.00	0.00	0	0.00
1918	AGO	41.4	77.11	21.9	12.2	0.00	0.00	0	0.00
1918	SET	43.8	136.64	29.0	61.5	0.00	0.00	0	0.00
1918	OCT	43.8	136.50	29.0	2.3	0.00	0.00	0	0.00
1918	NOV	43.3	130.05	28.4	23.2	0.00	16.31	30	27.00
1918	DIC	42.6	103.77	25.3	3.4	0.00	13.90	31	27.00
1919	ENE	41.4	76.17	21.9	2.0	0.00	7.14	22	27.00
1919	FEB	40.0	48.70	18.2	1.5	0.00	0.00	0	27.00
1919	MAR	39.0	31.35	15.5	1.6	0.00	0.00	0	17.42
1919	ABR	39.3	36.85	16.3	6.8	0.00	0.00	0	0.00
1919	MAY	40.3	53.77	18.8	18.3	0.00	0.00	0	0.00
1919	JUN	43.7	135.33	28.9	83.4	0.00	0.00	0	0.00

ANIO	MES	H (m)	VOL (hm3)	SUP (km2)	APORTE (hm3)	VVERT (hm3)	VTURBIN (hm3)	DTURBIN (dias)	VREG (hm3)
1919	JUL	44.3	151.99	30.7	18.9	0.00	0.00	0	0.00
1919	AGO	44.6	162.82	31.9	12.9	0.00	0.00	0	0.00
1919	SET	44.9	170.25	32.7	9.9	0.00	0.00	0	0.00
1919	OCT	44.8	169.28	32.6	1.8	0.00	0.00	0	0.00
1919	NOV	44.6	161.39	31.8	22.1	0.00	21.08	30	27.00
1919	DIC	43.8	137.11	29.2	5.8	0.00	19.09	31	27.00
1920	ENE	42.7	108.56	25.9	1.4	0.00	14.83	31	27.00
1920	FEB	41.5	79.44	22.3	0.3	0.00	8.09	24	27.00
1920	MAR	40.9	66.61	20.6	16.2	0.00	0.00	0	27.00
1920	ABR	41.0	68.63	20.8	3.7	0.00	0.00	0	0.00
1920	MAY	41.3	73.53	21.4	6.5	0.00	0.00	0	0.00
1920	JUN	41.4	77.42	21.9	5.5	0.00	0.00	0	0.00
1920	JUL	42.0	89.30	23.4	13.6	0.00	0.00	0	0.00
1920	AGO	42.0	90.87	23.6	3.2	0.00	0.00	0	0.00
1920	SET	42.1	92.83	23.9	3.7	0.00	0.00	0	0.00
1920	OCT	42.7	107.29	25.6	16.6	0.00	0.00	0	0.00
1920	NOV	42.8	108.91	25.9	31.0	0.00	12.49	30	27.00
1920	DIC	42.1	93.25	24.0	13.9	0.00	11.48	31	27.00
1921	ENE	41.3	74.33	21.6	10.6	0.00	4.79	16	27.00
1921	FEB	40.2	51.97	18.6	6.6	0.00	0.00	0	27.00
1921	MAR	39.0	31.30	15.5	4.4	0.00	0.00	0	23.32
1921	ABR	39.0	31.98	15.6	2.0	0.00	0.00	0	0.00
1921	MAY	39.3	37.53	16.4	6.8	0.00	0.00	0	0.00
1921	JUN	41.5	78.35	22.0	42.3	0.00	0.00	0	0.00
1921	JUL	41.8	84.79	22.9	8.1	0.00	0.00	0	0.00
1921	AGO	41.9	86.92	23.1	3.7	0.00	0.00	0	0.00
1921	SET	42.2	94.15	24.0	9.0	0.00	0.00	0	0.00
1921	OCT	42.4	100.43	24.8	8.3	0.00	0.00	0	0.00
1921	NOV	41.5	79.48	22.3	8.2	0.00	7.62	24	27.00
1921	DIC	40.1	50.70	18.5	0.3	0.00	0.00	0	27.00
1922	ENE	39.0	31.58	15.5	1.8	0.00	0.00	0	19.16
1922	FEB	38.9	31.02	15.4	1.9	0.00	0.00	0	0.93
1922	MAR	38.9	31.17	15.5	1.6	0.00	0.00	0	0.00
1922	ABR	39.8	44.95	17.5	15.2	0.00	0.00	0	0.00
1922	MAY	40.0	49.64	18.2	6.0	0.00	0.00	0	0.00
1922	JUN	42.0	91.19	23.7	43.2	0.00	0.00	0	0.00
1922	JUL	43.3	124.10	27.6	34.9	0.00	0.00	0	0.00
1922	AGO	45.8	202.98	36.1	124.2	26.40	16.59	19	0.00
1922	SET	45.5	191.46	34.9	11.5	0.00	20.37	24	0.00
1922	OCT	45.5	191.27	34.9	9.3	0.00	6.59	8	0.00
1922	NOV	44.8	166.90	32.4	5.7	0.00	22.82	30	27.00
1922	DIC	43.9	140.66	29.6	3.9	0.00	19.75	31	27.00
1923	ENE	43.0	114.35	26.6	3.7	0.00	15.62	31	27.00
1923	FEB	42.2	94.04	24.1	9.2	0.00	11.10	29	27.00
1923	MAR	41.1	69.43	21.0	4.5	0.00	3.88	13	27.00
1923	ABR	41.2	72.20	21.2	4.5	0.00	0.00	0	0.00
1923	MAY	41.3	74.00	21.5	3.4	0.00	0.00	0	0.00
1923	JUN	41.5	77.75	22.0	5.4	0.00	0.00	0	0.00
1923	JUL	42.2	94.85	24.1	18.9	0.00	0.00	0	0.00
1923	AGO	45.5	191.59	34.9	101.3	0.00	2.49	3	0.00
1923	SET	45.5	191.52	34.9	24.2	0.00	21.62	26	0.00
1923	OCT	45.5	192.52	35.1	30.0	0.00	26.00	31	0.00
1923	NOV	45.3	185.71	34.4	23.4	0.00	24.49	30	27.00
1923	DIC	44.6	163.45	32.0	8.1	0.00	22.97	31	27.00

ANIO	MES	H (m)	VOL (hm3)	SUP (km2)	APORTE (hm3)	VVERT (hm3)	VTURBIN (hm3)	DTURBIN (dias)	VREG (hm3)
1924	ENE	43.8	136.67	29.1	3.5	0.00	19.17	31	27.00
1924	FEB	42.8	109.44	26.0	2.5	0.00	13.90	29	27.00
1924	MAR	41.7	84.19	22.9	4.0	0.00	10.31	30	27.00
1924	ABR	41.7	83.22	22.7	0.9	0.00	0.00	0	0.00
1924	MAY	41.6	82.04	22.5	0.5	0.00	0.00	0	0.00
1924	JUN	42.2	95.51	24.2	15.2	0.00	0.00	0	0.00
1924	JUL	42.5	102.52	25.1	8.9	0.00	0.00	0	0.00
1924	AGO	43.0	116.34	26.7	15.6	0.00	0.00	0	0.00
1924	SET	44.0	144.54	29.9	30.4	0.00	0.00	0	0.00
1924	OCT	44.1	145.18	30.0	3.2	0.00	0.00	0	0.00
1924	NOV	43.6	133.02	28.7	17.5	0.00	17.11	30	27.00
1924	DIC	42.6	104.36	25.4	1.1	0.00	14.15	31	27.00
1925	ENE	41.7	83.40	22.8	8.7	0.00	9.91	30	27.00
1925	FEB	42.0	89.55	23.6	35.5	0.00	8.68	29	27.00
1925	MAR	41.3	74.78	21.7	14.3	0.00	3.79	13	27.00
1925	ABR	41.7	83.11	22.7	10.2	0.00	0.00	0	0.00
1925	MAY	42.6	104.14	25.2	22.9	0.00	0.00	0	0.00
1925	JUN	42.5	102.25	25.0	0.0	0.00	0.00	0	0.00
1925	JUL	42.6	104.16	25.2	3.8	0.00	0.00	0	0.00
1925	AGO	43.0	115.36	26.6	12.9	0.00	0.00	0	0.00
1925	SET	44.2	149.98	30.5	36.8	0.00	0.00	0	0.00
1925	OCT	45.0	173.57	33.0	26.3	0.00	0.00	0	0.00
1925	NOV	44.5	160.14	31.7	16.6	0.00	21.22	30	27.00
1925	DIC	43.7	133.92	28.8	3.8	0.00	18.71	31	27.00
1926	ENE	42.6	104.24	25.4	0.3	0.00	14.19	31	27.00
1926	FEB	41.3	75.10	21.7	0.2	0.00	6.22	19	27.00
1926	MAR	40.0	48.70	18.2	2.4	0.00	0.00	0	27.00
1926	ABR	40.0	48.64	18.0	1.4	0.00	0.00	0	0.00
1926	MAY	40.2	52.12	18.5	4.9	0.00	0.00	0	0.00
1926	JUN	42.3	97.49	24.4	47.0	0.00	0.00	0	0.00
1926	JUL	42.8	110.03	25.9	14.5	0.00	0.00	0	0.00
1926	AGO	43.1	117.45	26.8	9.2	0.00	0.00	0	0.00
1926	SET	43.1	117.87	26.9	2.4	0.00	0.00	0	0.00
1926	OCT	43.7	136.00	28.9	20.5	0.00	0.00	0	0.00
1926	NOV	43.3	123.15	27.6	16.8	0.00	15.64	30	27.00
1926	DIC	42.2	94.21	24.1	0.7	0.00	12.49	31	27.00
1927	ENE	40.8	64.93	20.4	0.1	0.00	2.99	10	27.00
1927	FEB	39.3	36.96	16.5	0.9	0.00	0.00	0	27.00
1927	MAR	38.9	30.89	15.4	0.6	0.00	0.00	0	5.23
1927	ABR	39.3	36.39	16.3	6.8	0.00	0.00	0	0.00
1927	MAY	39.8	45.35	17.6	10.2	0.00	0.00	0	0.00
1927	JUN	41.6	81.39	22.4	37.6	0.00	0.00	0	0.00
1927	JUL	42.9	112.63	26.3	33.1	0.00	0.00	0	0.00
1927	AGO	43.0	116.17	26.7	5.3	0.00	0.00	0	0.00
1927	SET	44.2	148.69	30.3	34.7	0.00	0.00	0	0.00
1927	OCT	44.2	150.73	30.6	4.6	0.00	0.00	0	0.00
1927	NOV	43.2	121.41	27.4	0.3	0.00	16.38	30	27.00
1927	DIC	42.1	92.36	23.9	0.5	0.00	12.19	31	27.00
1928	ENE	40.9	65.57	20.5	2.6	0.00	2.66	9	27.00
1928	FEB	39.8	45.03	17.7	8.3	0.00	0.00	0	27.00
1928	MAR	39.0	31.41	15.5	3.5	0.00	0.00	0	15.68
1928	ABR	39.9	46.56	17.7	16.6	0.00	0.00	0	0.00
1928	MAY	40.1	51.43	18.4	6.2	0.00	0.00	0	0.00
1928	JUN	40.3	54.23	18.8	4.2	0.00	0.00	0	0.00

ANIO	MES	H (m)	VOL (hm3)	SUP (km2)	APORTE (hm3)	VVERT (hm3)	VTURBIN (hm3)	DTURBIN (dias)	VREG (hm3)
1928	JUL	40.9	66.20	20.5	13.5	0.00	0.00	0	0.00
1928	AGO	41.1	69.54	20.9	4.7	0.00	0.00	0	0.00
1928	SET	42.0	90.52	23.6	22.7	0.00	0.00	0	0.00
1928	OCT	42.4	99.32	24.7	10.8	0.00	0.00	0	0.00
1928	NOV	41.7	83.54	22.8	13.4	0.00	9.24	29	27.00
1928	DIC	40.3	54.97	19.0	0.5	0.00	0.00	0	27.00
1929	ENE	38.9	30.81	15.4	0.3	0.00	0.00	0	22.65
1929	FEB	39.0	31.50	15.5	7.8	0.00	0.00	0	5.59
1929	MAR	39.0	31.35	15.5	6.5	0.00	0.00	0	5.23
1929	ABR	39.6	41.54	17.0	11.6	0.00	0.00	0	0.00
1929	MAY	39.7	44.18	17.4	3.9	0.00	0.00	0	0.00
1929	JUN	43.7	134.59	28.8	92.2	0.00	0.00	0	0.00
1929	JUL	44.2	148.11	30.3	15.8	0.00	0.00	0	0.00
1929	AGO	44.2	148.05	30.3	2.0	0.00	0.00	0	0.00
1929	SET	44.8	168.74	32.5	23.1	0.00	0.00	0	0.00
1929	OCT	45.5	191.22	34.9	32.8	0.00	7.49	9	0.00
1929	NOV	44.8	167.57	32.5	6.4	0.00	22.87	30	27.00
1929	DIC	43.9	139.50	29.4	2.0	0.00	19.68	31	27.00
1930	ENE	42.9	113.01	26.4	3.5	0.00	15.42	31	27.00
1930	FEB	41.9	88.53	23.5	5.0	0.00	10.51	29	27.00
1930	MAR	43.4	126.10	27.9	67.0	0.00	13.51	31	27.00
1930	ABR	44.1	146.00	30.1	22.3	0.00	0.00	0	0.00
1930	MAY	44.8	169.70	32.6	26.1	0.00	0.00	0	0.00
1930	JUN	45.8	203.87	36.2	90.3	32.20	21.27	24	0.00
1930	JUL	45.8	202.91	36.1	55.5	26.12	27.61	31	0.00
1930	AGO	45.8	202.98	36.1	57.5	27.36	27.61	31	0.00
1930	SET	45.8	201.14	35.9	27.3	0.00	26.45	30	0.00
1930	OCT	45.6	194.19	35.2	22.7	0.00	26.68	31	0.00
1930	NOV	45.8	203.70	36.2	80.0	40.18	26.60	30	27.00
1930	DIC	45.3	185.49	34.3	12.4	0.00	25.96	31	27.00
1931	ENE	44.9	171.18	32.9	16.4	0.00	23.66	31	27.00
1931	FEB	44.5	158.06	31.5	17.1	0.00	20.17	29	27.00
1931	MAR	44.0	143.20	29.8	15.0	0.00	19.47	31	27.00
1931	ABR	44.0	143.94	29.8	3.2	0.00	0.00	0	0.00
1931	MAY	44.1	146.08	30.1	4.4	0.00	0.00	0	0.00
1931	JUN	44.2	150.89	30.6	7.1	0.00	0.00	0	0.00
1931	JUL	44.6	163.11	31.9	14.6	0.00	0.00	0	0.00
1931	AGO	45.3	186.62	34.4	25.8	0.00	0.00	0	0.00
1931	SET	45.3	184.83	34.2	0.8	0.00	0.00	0	0.00
1931	OCT	45.4	188.32	34.5	6.4	0.00	0.00	0	0.00
1931	NOV	45.4	188.21	34.6	30.1	0.00	24.47	30	27.00
1931	DIC	44.6	160.84	31.8	3.0	0.00	22.87	31	27.00
1932	ENE	43.6	132.78	28.7	2.2	0.00	18.65	31	27.00
1932	FEB	42.7	107.42	25.8	4.3	0.00	13.48	29	27.00
1932	MAR	41.5	79.92	22.4	1.7	0.00	8.71	26	27.00
1932	ABR	41.5	79.70	22.2	1.6	0.00	0.00	0	0.00
1932	MAY	41.5	79.80	22.2	1.8	0.00	0.00	0	0.00
1932	JUN	43.2	121.66	27.3	43.8	0.00	0.00	0	0.00
1932	JUL	45.3	183.66	34.1	64.4	0.00	0.00	0	0.00
1932	AGO	45.8	202.98	36.1	53.9	7.66	24.49	28	0.00
1932	SET	45.8	203.87	36.2	31.5	1.19	26.72	30	0.00
1932	OCT	45.5	191.10	34.8	8.9	0.00	18.68	22	0.00
1932	NOV	44.8	169.02	32.6	8.0	0.00	22.99	30	27.00
1932	DIC	43.9	139.63	29.4	0.7	0.00	19.78	31	27.00

ANIO	MES	H (m)	VOL (hm3)	SUP (km2)	APORTE (hm3)	VVERT (hm3)	VTURBIN (hm3)	DTURBIN (dias)	VREG (hm3)
1933	ENE	42.8	110.20	26.1	0.6	0.00	15.15	31	27.00
1933	FEB	41.7	83.80	22.9	3.0	0.00	9.62	28	27.00
1933	MAR	40.9	66.03	20.5	11.2	0.00	0.55	2	27.00
1933	ABR	40.9	66.03	20.4	1.7	0.00	0.00	0	0.00
1933	MAY	41.1	69.66	20.9	5.2	0.00	0.00	0	0.00
1933	JUN	42.4	99.65	24.7	31.7	0.00	0.00	0	0.00
1933	JUL	43.2	119.49	27.1	21.8	0.00	0.00	0	0.00
1933	AGO	43.2	121.99	27.3	4.3	0.00	0.00	0	0.00
1933	SET	43.6	131.19	28.4	11.3	0.00	0.00	0	0.00
1933	OCT	43.7	134.18	28.7	5.4	0.00	0.00	0	0.00
1933	NOV	42.8	109.60	26.0	4.9	0.00	14.25	30	27.00
1933	DIC	41.7	82.32	22.7	2.2	0.00	9.87	29	27.00
1934	ENE	40.3	54.12	18.9	1.1	0.00	0.00	0	27.00
1934	FEB	38.9	30.85	15.4	2.6	0.00	0.00	0	24.21
1934	MAR	39.0	31.80	15.6	24.2	0.00	0.00	0	21.77
1934	ABR	39.3	36.12	16.2	5.7	0.00	0.00	0	0.00
1934	MAY	39.3	36.66	16.3	1.8	0.00	0.00	0	0.00
1934	JUN	41.5	77.95	22.0	42.8	0.00	0.00	0	0.00
1934	JUL	42.2	95.63	24.2	19.4	0.00	0.00	0	0.00
1934	AGO	43.2	119.51	27.1	25.6	0.00	0.00	0	0.00
1934	SET	43.9	141.28	29.5	23.9	0.00	0.00	0	0.00
1934	OCT	44.6	162.33	31.8	23.7	0.00	0.00	0	0.00
1934	NOV	44.2	150.85	30.7	18.4	0.00	19.74	30	27.00
1934	DIC	43.2	121.99	27.5	1.1	0.00	16.99	31	27.00
1935	ENE	42.1	92.46	23.9	0.3	0.00	12.24	31	27.00
1935	FEB	41.1	69.41	21.0	6.2	0.00	2.97	10	27.00
1935	MAR	39.6	42.03	17.2	1.4	0.00	0.00	0	27.00
1935	ABR	39.6	41.79	17.1	1.2	0.00	0.00	0	0.00
1935	MAY	39.6	41.55	17.0	1.1	0.00	0.00	0	0.00
1935	JUN	40.0	48.38	18.0	8.1	0.00	0.00	0	0.00
1935	JUL	40.1	50.29	18.3	3.3	0.00	0.00	0	0.00
1935	AGO	40.2	52.34	18.6	3.3	0.00	0.00	0	0.00
1935	SET	40.6	60.55	19.7	9.7	0.00	0.00	0	0.00
1935	OCT	41.3	74.37	21.5	15.6	0.00	0.00	0	0.00
1935	NOV	40.8	64.95	20.4	19.5	0.00	0.00	0	27.00
1935	DIC	39.5	39.62	16.9	3.5	0.00	0.00	0	27.00
1936	ENE	38.9	30.76	15.4	5.9	0.00	0.00	0	13.06
1936	FEB	38.9	30.28	15.3	1.1	0.00	0.00	0	0.00
1936	MAR	38.9	31.03	15.4	17.9	0.00	0.00	0	15.68
1936	ABR	39.5	39.28	16.7	9.6	0.00	0.00	0	0.00
1936	MAY	40.9	66.09	20.4	28.3	0.00	0.00	0	0.00
1936	JUN	42.1	93.63	24.0	29.2	0.00	0.00	0	0.00
1936	JUL	43.2	119.92	27.1	28.3	0.00	0.00	0	0.00
1936	AGO	43.9	139.63	29.3	21.6	0.00	0.00	0	0.00
1936	SET	44.0	143.12	29.7	5.7	0.00	0.00	0	0.00
1936	OCT	44.4	154.95	31.0	14.4	0.00	0.00	0	0.00
1936	NOV	43.7	134.07	28.8	8.9	0.00	17.79	30	27.00
1936	DIC	42.7	108.26	25.8	3.9	0.00	14.60	31	27.00
1937	ENE	41.6	81.07	22.5	2.4	0.00	9.13	27	27.00
1937	FEB	40.2	52.75	18.8	0.7	0.00	0.00	0	27.00
1937	MAR	39.7	42.79	17.3	18.7	0.00	0.00	0	27.00
1937	ABR	39.8	45.09	17.5	3.7	0.00	0.00	0	0.00
1937	MAY	39.8	44.69	17.5	0.9	0.00	0.00	0	0.00
1937	JUN	40.3	53.57	18.7	10.2	0.00	0.00	0	0.00

ANIO	MES	H (m)	VOL (hm3)	SUP (km2)	APORTE (hm3)	VVERT (hm3)	VTURBIN (hm3)	DTURBIN (dias)	VREG (hm3)
1937	JUL	41.0	68.15	20.7	16.1	0.00	0.00	0	0.00
1937	AGO	41.7	83.24	22.7	16.6	0.00	0.00	0	0.00
1937	SET	42.6	104.15	25.2	22.7	0.00	0.00	0	0.00
1937	OCT	43.2	121.90	27.3	20.0	0.00	0.00	0	0.00
1937	NOV	42.3	98.23	24.6	5.7	0.00	12.39	30	27.00
1937	DIC	41.1	69.27	21.0	0.3	0.00	4.63	15	27.00
1938	ENE	39.6	42.10	17.2	1.9	0.00	0.00	0	27.00
1938	FEB	38.9	30.87	15.4	1.5	0.00	0.00	0	11.17
1938	MAR	38.9	31.10	15.5	23.5	0.00	0.00	0	21.77
1938	ABR	39.1	33.53	15.8	3.7	0.00	0.00	0	0.00
1938	MAY	39.0	32.67	15.7	0.3	0.00	0.00	0	0.00
1938	JUN	39.5	40.25	16.8	8.8	0.00	0.00	0	0.00
1938	JUL	40.4	56.41	19.1	17.3	0.00	0.00	0	0.00
1938	AGO	40.8	63.17	20.0	8.1	0.00	0.00	0	0.00
1938	SET	42.7	106.68	25.6	45.3	0.00	0.00	0	0.00
1938	OCT	43.0	116.24	26.7	11.8	0.00	0.00	0	0.00
1938	NOV	42.4	99.87	24.8	13.0	0.00	12.19	30	27.00
1938	DIC	41.3	73.57	21.5	3.0	0.00	5.96	19	27.00
1939	ENE	40.0	48.22	18.1	3.8	0.00	0.00	0	27.00
1939	FEB	39.0	31.54	15.5	2.6	0.00	0.00	0	17.69
1939	MAR	39.0	31.42	15.5	1.3	0.00	0.00	0	0.00
1939	ABR	39.6	42.46	17.2	12.4	0.00	0.00	0	0.00
1939	MAY	39.7	44.24	17.4	3.1	0.00	0.00	0	0.00
1939	JUN	40.4	56.98	19.2	14.1	0.00	0.00	0	0.00
1939	JUL	40.5	57.69	19.3	2.2	0.00	0.00	0	0.00
1939	AGO	41.3	74.50	21.5	18.2	0.00	0.00	0	0.00
1939	SET	41.3	75.44	21.7	2.6	0.00	0.00	0	0.00
1939	OCT	42.5	102.68	25.1	29.2	0.00	0.00	0	0.00
1939	NOV	41.8	85.88	23.1	12.4	0.00	9.95	30	27.00
1939	DIC	40.4	56.95	19.3	0.2	0.00	0.28	1	27.00
1940	ENE	39.1	34.07	16.0	6.0	0.00	0.00	0	27.00
1940	FEB	39.0	31.68	15.5	3.8	0.00	0.00	0	4.66
1940	MAR	38.9	30.81	15.4	2.3	0.00	0.00	0	1.74
1940	ABR	40.1	50.41	18.3	21.0	0.00	0.00	0	0.00
1940	MAY	42.7	108.26	25.7	59.8	0.00	0.00	0	0.00
1940	JUN	43.4	125.68	27.8	19.4	0.00	0.00	0	0.00
1940	JUL	44.7	165.17	32.1	41.8	0.00	0.00	0	0.00
1940	AGO	44.9	170.08	32.6	7.1	0.00	0.00	0	0.00
1940	SET	45.8	203.87	36.2	56.3	3.27	16.59	19	0.00
1940	OCT	45.7	198.34	35.7	24.7	0.00	27.20	31	0.00
1940	NOV	45.5	193.31	35.2	25.2	0.00	25.45	30	27.00
1940	DIC	45.8	202.82	36.1	51.7	11.55	27.27	31	27.00
1941	ENE	45.1	178.27	33.6	6.2	0.00	25.27	31	27.00
1941	FEB	44.6	160.37	31.7	12.4	0.00	20.77	29	27.00
1941	MAR	43.8	137.27	29.2	6.7	0.00	19.04	31	27.00
1941	ABR	45.3	183.99	34.1	49.4	0.00	0.00	0	0.00
1941	MAY	45.5	191.16	34.8	18.1	0.00	8.28	10	0.00
1941	JUN	45.5	191.50	34.9	25.4	0.00	22.46	27	0.00
1941	JUL	45.6	195.41	35.4	32.8	0.00	26.26	31	0.00
1941	AGO	45.8	202.98	36.1	142.4	104.75	27.61	31	0.00
1941	SET	45.5	190.18	34.7	0.0	0.00	10.17	12	0.00
1941	OCT	45.5	190.99	34.9	12.8	0.00	9.08	11	0.00
1941	NOV	45.0	176.03	33.4	15.2	0.00	23.58	30	27.00
1941	DIC	44.3	153.67	31.0	7.9	0.00	21.51	31	27.00

ANIO	MES	H (m)	VOL (hm3)	SUP (km2)	APORTE (hm3)	VVERT (hm3)	VTURBIN (hm3)	DTURBIN (dias)	VREG (hm3)
1942	ENE	43.4	126.36	28.0	2.9	0.00	17.59	31	27.00
1942	FEB	42.4	99.44	24.8	2.7	0.00	12.36	29	27.00
1942	MAR	41.9	88.20	23.4	18.0	0.00	10.35	31	27.00
1942	ABR	42.4	99.07	24.6	12.9	0.00	0.00	0	0.00
1942	MAY	42.4	101.01	24.9	3.8	0.00	0.00	0	0.00
1942	JUN	43.8	137.58	29.1	38.6	0.00	0.00	0	0.00
1942	JUL	44.2	148.73	30.4	13.4	0.00	0.00	0	0.00
1942	AGO	44.7	164.49	32.1	17.9	0.00	0.00	0	0.00
1942	SET	45.0	173.67	33.0	11.6	0.00	0.00	0	0.00
1942	OCT	45.0	174.51	33.1	3.6	0.00	0.00	0	0.00
1942	NOV	44.2	150.63	30.7	6.0	0.00	20.44	30	27.00
1942	DIC	43.2	120.98	27.3	0.3	0.00	16.88	31	27.00
1943	ENE	42.1	91.59	23.8	0.4	0.00	12.09	31	27.00
1943	FEB	40.7	62.42	20.1	0.0	0.00	2.04	7	27.00
1943	MAR	40.3	54.11	18.9	20.5	0.00	0.00	0	27.00
1943	ABR	40.3	54.31	18.8	1.8	0.00	0.00	0	0.00
1943	MAY	40.8	63.86	20.1	11.0	0.00	0.00	0	0.00
1943	JUN	42.9	113.31	26.3	51.2	0.00	0.00	0	0.00
1943	JUL	43.4	124.93	27.7	13.7	0.00	0.00	0	0.00
1943	AGO	43.3	124.64	27.7	1.6	0.00	0.00	0	0.00
1943	SET	43.7	134.80	28.8	12.3	0.00	0.00	0	0.00
1943	OCT	44.3	151.60	30.7	19.3	0.00	0.00	0	0.00
1943	NOV	43.5	130.17	28.4	8.3	0.00	17.24	30	27.00
1943	DIC	42.5	101.15	25.0	0.7	0.00	13.64	31	27.00
1944	ENE	41.2	72.36	21.4	0.7	0.00	5.71	18	27.00
1944	FEB	39.7	43.89	17.5	0.5	0.00	0.00	0	27.00
1944	MAR	39.0	31.52	15.5	8.3	0.00	0.00	0	19.16
1944	ABR	38.9	30.63	15.4	0.4	0.00	0.00	0	0.00
1944	MAY	39.3	36.39	16.3	7.0	0.00	0.00	0	0.00
1944	JUN	39.9	47.32	17.8	12.2	0.00	0.00	0	0.00
1944	JUL	40.1	49.89	18.2	3.9	0.00	0.00	0	0.00
1944	AGO	40.4	55.47	19.0	6.8	0.00	0.00	0	0.00
1944	SET	41.4	76.39	21.8	22.5	0.00	0.00	0	0.00
1944	OCT	43.0	114.78	26.5	40.5	0.00	0.00	0	0.00
1944	NOV	41.9	88.71	23.5	3.2	0.00	11.01	30	27.00
1944	DIC	40.6	59.68	19.7	0.1	0.00	1.14	4	27.00
1945	ENE	39.0	31.90	15.6	0.3	0.00	0.00	0	26.13
1945	FEB	38.9	30.17	15.3	0.7	0.00	0.00	0	0.93
1945	MAR	39.0	31.25	15.5	20.8	0.00	0.00	0	18.29
1945	ABR	39.0	32.45	15.7	2.5	0.00	0.00	0	0.00
1945	MAY	39.0	31.53	15.5	0.3	0.00	0.00	0	0.00
1945	JUN	39.1	33.12	15.8	2.8	0.00	0.00	0	0.00
1945	JUL	40.1	51.32	18.4	19.5	0.00	0.00	0	0.00
1945	AGO	41.0	68.12	20.7	18.1	0.00	0.00	0	0.00
1945	SET	41.4	75.58	21.7	9.1	0.00	0.00	0	0.00
1945	OCT	42.5	101.39	24.9	27.8	0.00	0.00	0	0.00
1945	NOV	42.7	106.33	25.6	34.3	0.00	11.86	30	27.00
1945	DIC	41.5	79.10	22.3	2.2	0.00	8.31	25	27.00
1946	ENE	40.1	50.22	18.4	0.3	0.00	0.00	0	27.00
1946	FEB	38.9	30.86	15.4	2.8	0.00	0.00	0	20.48
1946	MAR	38.9	30.95	15.4	4.1	0.00	0.00	0	2.61
1946	ABR	39.2	34.44	16.0	4.8	0.00	0.00	0	0.00
1946	MAY	39.6	41.85	17.1	8.7	0.00	0.00	0	0.00
1946	JUN	40.3	54.29	18.8	13.8	0.00	0.00	0	0.00

1947	FEB	41.1	70.17	21.1	0.9	0.00	[illegible]	-	
1947	MAR	40.0	48.20	18.1	6.8	0.00	0.00	0	27.00
1947	ABR	40.4	55.26	19.0	8.6	0.00	0.00	0	0.00
1947	MAY	40.7	61.27	19.8	7.5	0.00	0.00	0	0.00
1947	JUN	41.2	72.14	21.2	12.4	0.00	0.00	0	0.00
1947	JUL	41.3	74.59	21.6	4.1	0.00	0.00	0	0.00
1947	AGO	41.3	75.24	21.6	2.1	0.00	0.00	0	0.00
1947	SET	41.4	76.24	21.8	2.6	0.00	0.00	0	0.00
1947	OCT	42.1	91.46	23.7	17.1	0.00	0.00	0	0.00
1947	NOV	41.6	81.83	22.6	19.5	0.00	7.76	26	27.00
1947	DIC	40.6	60.58	19.8	7.9	0.00	0.00	0	27.00
1948	ENE	40.0	49.43	18.3	17.9	0.00	0.00	0	27.00
1948	FEB	38.9	31.18	15.5	3.9	0.00	0.00	0	20.48
1948	MAR	38.9	31.18	15.5	2.3	0.00	0.00	0	0.87
1948	ABR	39.8	45.75	17.6	16.0	0.00	0.00	0	0.00
1948	MAY	39.8	45.99	17.7	1.6	0.00	0.00	0	0.00
1948	JUN	41.9	86.99	23.1	42.6	0.00	0.00	0	0.00
1948	JUL	43.1	118.76	27.0	33.7	0.00	0.00	0	0.00
1948	AGO	43.3	122.84	27.4	5.9	0.00	0.00	0	0.00
1948	SET	43.9	139.62	29.3	18.9	0.00	0.00	0	0.00
1948	OCT	44.1	147.75	30.2	10.6	0.00	0.00	0	0.00
1948	NOV	43.7	135.57	29.0	17.5	0.00	17.50	30	27.00
1948	DIC	42.7	107.07	25.7	1.2	0.00	14.58	31	27.00
1949	ENE	41.6	80.08	22.4	2.6	0.00	8.70	26	27.00
1949	FEB	40.4	56.08	19.2	5.1	0.00	0.00	0	27.00
1949	MAR	39.4	39.18	16.8	11.8	0.00	0.00	0	27.00
1949	ABR	39.4	38.58	16.6	0.8	0.00	0.00	0	0.00
1949	MAY	39.5	39.42	16.7	2.1	0.00	0.00	0	0.00
1949	JUN	41.6	81.27	22.4	43.4	0.00	0.00	0	0.00
1949	JUL	41.9	87.42	23.2	7.9	0.00	0.00	0	0.00
1949	AGO	42.8	111.17	26.1	25.4	0.00	0.00	0	0.00
1949	SET	44.0	143.47	29.8	34.4	0.00	0.00	0	0.00
1949	OCT	44.6	160.39	31.6	19.5	0.00	0.00	0	0.00
1949	NOV	44.0	144.35	30.0	13.8	0.00	19.05	30	27.00
1949	DIC	43.0	116.28	26.8	1.8	0.00	16.04	31	27.00
1950	ENE	41.8	86.70	23.2	0.1	0.00	11.29	31	27.00
1950	FEB	40.5	58.04	19.5	0.5	0.00	0.56	2	27.00
1950	MAR	39.2	35.18	16.2	5.8	0.00	0.00	0	27.00
1950	ABR	40.3	54.85	18.9	21.2	0.00	0.00	0	0.00
1950	MAY	40.7	62.96	20.0	9.6	0.00	0.00	0	0.00
1950	JUN	45.4	186.93	34.4	126.1	0.00	0.00	0	0.00
1950	JUL	45.5	191.43	34.9	26.3	0.00	19.14	23	0.00
1950	AGO	45.5	190.89	34.8	5.9	0.00	4.12	5	0.00
1950	SET	45.8	203.87	36.2	49.9	7.82	26.36	30	0.00
1950	OCT	45.5	190.76	34.8	3.4	0.00	13.58	16	0.00
1950	NOV	45.0	176.00	33.4	15.4	0.00	23.57	30	27.00
1950	DIC	44.2	149.34	30.5	3.5	0.00	21.10	31	27.00

ANIO	MES	H (m)	VOL (hm3)	SUP (km2)	APORTE (hm3)	VVERT (hm3)	VTURBIN (hm3)	DTURBIN (dias)	VREG (hm3)
1955	JUL	41.8	85.94	23.0	24.8	0.00	0.00	0	0.00
1955	AGO	42.7	106.43	25.5	22.1	0.00	0.00	0	0.00
1955	SET	44.5	158.91	31.5	54.7	0.00	0.00	0	0.00
1955	OCT	44.5	159.22	31.5	3.0	0.00	0.00	0	0.00
1955	NOV	43.7	134.06	28.8	4.6	0.00	18.05	30	27.00
1955	DIC	42.8	108.91	25.9	4.6	0.00	14.67	31	27.00
1956	ENE	42.8	110.77	26.1	31.7	0.00	13.28	31	27.00
1956	FEB	41.7	84.42	22.9	3.1	0.00	9.98	29	27.00
1956	MAR	40.4	56.41	19.2	0.9	0.00	0.00	0	27.00
1956	ABR	40.6	59.26	19.5	4.5	0.00	0.00	0	0.00
1956	MAY	40.5	58.19	19.4	0.4	0.00	0.00	0	0.00
1956	JUN	40.8	64.05	20.2	7.4	0.00	0.00	0	0.00
1956	JUL	41.1	71.16	21.1	8.7	0.00	0.00	0	0.00
1956	AGO	42.8	111.32	26.1	41.8	0.00	0.00	0	0.00
1956	SET	44.2	150.55	30.6	41.4	0.00	0.00	0	0.00
1956	OCT	44.4	155.57	31.1	7.6	0.00	0.00	0	0.00
1956	NOV	43.6	132.08	28.6	6.2	0.00	17.65	30	27.00
1956	DIC	42.6	104.73	25.4	2.4	0.00	14.12	31	27.00
1957	ENE	41.4	76.73	22.0	1.6	0.00	7.23	22	27.00
1957	FEB	40.1	50.04	18.4	2.3	0.00	0.00	0	27.00
1957	MAR	38.9	30.79	15.4	4.9	0.00	0.00	0	22.65
1957	ABR	39.2	34.79	16.0	5.3	0.00	0.00	0	0.00
1957	MAY	39.5	40.05	16.8	6.5	0.00	0.00	0	0.00
1957	JUN	40.6	60.47	19.7	21.8	0.00	0.00	0	0.00
1957	JUL	41.4	77.01	21.9	18.1	0.00	0.00	0	0.00
1957	AGO	42.1	92.02	23.8	16.6	0.00	0.00	0	0.00
1957	SET	42.3	98.09	24.5	7.9	0.00	0.00	0	0.00
1957	OCT	45.8	202.84	36.1	122.8	5.79	9.53	11	0.00
1957	NOV	45.4	189.40	34.8	16.8	0.00	25.37	30	27.00
1957	DIC	44.6	163.06	32.0	4.0	0.00	23.14	31	27.00
1958	ENE	44.0	144.76	30.0	12.1	0.00	19.92	31	27.00
1958	FEB	43.2	121.55	27.4	6.6	0.00	15.48	29	27.00
1958	MAR	42.3	96.56	24.4	4.4	0.00	12.63	31	27.00
1958	ABR	42.2	95.85	24.2	1.3	0.00	0.00	0	0.00
1958	MAY	42.2	95.34	24.2	1.3	0.00	0.00	0	0.00
1958	JUN	43.4	125.09	27.7	31.7	0.00	0.00	0	0.00
1958	JUL	45.5	190.96	34.8	71.6	0.00	3.31	4	0.00
1958	AGO	45.8	202.98	36.1	74.6	32.60	27.51	31	0.00
1958	SET	45.8	203.87	36.2	47.9	17.54	26.73	30	0.00
1958	OCT	45.5	190.79	34.8	12.9	0.00	22.98	27	0.00
1958	NOV	45.8	203.70	36.2	70.4	27.13	26.47	30	27.00
1958	DIC	45.3	183.80	34.2	10.6	0.00	25.81	31	27.00
1959	ENE	44.5	159.84	31.7	6.6	0.00	22.53	31	27.00
1959	FEB	43.8	138.10	29.3	8.3	0.00	17.82	29	27.00
1959	MAR	43.4	125.01	27.8	16.6	0.00	16.51	31	27.00
1959	ABR	45.6	193.91	35.2	76.7	0.00	5.07	6	0.00
1959	MAY	45.7	197.30	35.5	32.7	0.00	26.56	31	0.00
1959	JUN	45.8	203.87	36.2	46.6	10.70	26.65	30	0.00
1959	JUL	45.8	202.91	36.1	44.3	14.95	27.61	31	0.00
1959	AGO	45.5	192.07	35.0	18.1	0.00	26.57	31	0.00
1959	SET	45.5	190.61	34.8	3.6	0.00	2.47	3	0.00
1959	OCT	45.8	202.84	36.1	46.0	3.66	27.08	31	0.00
1959	NOV	45.2	182.02	34.0	9.4	0.00	24.75	30	27.00
1959	DIC	44.4	154.12	31.0	2.4	0.00	21.90	31	27.00

ANIO	MES	H (m)	VOL (hm3)	SUP (km2)	APORTE (hm3)	VVERT (hm3)	VTURBIN (hm3)	DTURBIN (dias)	VREG (hm3)
1960	ENE	43.4	124.97	27.8	1.1	0.00	17.49	31	27.00
1960	FEB	42.2	96.18	24.4	0.8	0.00	11.97	29	27.00
1960	MAR	41.7	82.96	22.7	16.0	0.00	9.05	29	27.00
1960	ABR	41.6	82.06	22.5	1.0	0.00	0.00	0	0.00
1960	MAY	41.6	80.63	22.3	0.3	0.00	0.00	0	0.00
1960	JUN	41.9	88.11	23.3	9.2	0.00	0.00	0	0.00
1960	JUL	43.5	129.68	28.2	43.6	0.00	0.00	0	0.00
1960	AGO	43.9	139.82	29.4	12.1	0.00	0.00	0	0.00
1960	SET	44.2	148.55	30.3	11.0	0.00	0.00	0	0.00
1960	OCT	45.5	190.57	34.8	46.4	0.00	1.65	2	0.00
1960	NOV	45.2	183.00	34.1	22.6	0.00	24.15	30	27.00
1960	DIC	44.4	154.04	31.0	1.3	0.00	21.95	31	27.00
1961	ENE	43.4	125.68	27.9	1.8	0.00	17.55	31	27.00
1961	FEB	42.4	100.79	25.0	4.7	0.00	12.44	29	27.00
1961	MAR	41.4	75.97	21.9	4.3	0.00	6.67	21	27.00
1961	ABR	41.4	76.19	21.8	2.0	0.00	0.00	0	0.00
1961	MAY	41.3	75.15	21.6	0.6	0.00	0.00	0	0.00
1961	JUN	42.6	105.28	25.4	31.9	0.00	0.00	0	0.00
1961	JUL	43.2	119.32	27.0	16.0	0.00	0.00	0	0.00
1961	AGO	43.7	134.32	28.8	16.9	0.00	0.00	0	0.00
1961	SET	44.9	171.66	32.8	39.7	0.00	0.00	0	0.00
1961	OCT	45.8	202.84	36.1	97.1	40.64	22.26	25	0.00
1961	NOV	45.1	177.45	33.5	4.8	0.00	24.37	30	27.00
1961	DIC	44.2	149.53	30.5	2.3	0.00	21.20	31	27.00
1962	ENE	43.3	123.24	27.6	3.9	0.00	17.04	31	27.00
1962	FEB	42.2	94.79	24.2	1.1	0.00	11.74	29	27.00
1962	MAR	41.0	68.09	20.8	2.4	0.00	3.61	12	27.00
1962	ABR	41.2	72.05	21.2	5.7	0.00	0.00	0	0.00
1962	MAY	41.3	74.64	21.6	4.2	0.00	0.00	0	0.00
1962	JUN	41.6	80.21	22.3	7.2	0.00	0.00	0	0.00
1962	JUL	42.6	105.58	25.4	27.2	0.00	0.00	0	0.00
1962	AGO	43.2	121.14	27.2	17.3	0.00	0.00	0	0.00
1962	SET	43.6	130.55	28.3	11.5	0.00	0.00	0	0.00
1962	OCT	43.6	132.10	28.5	3.9	0.00	0.00	0	0.00
1962	NOV	42.9	111.46	26.2	8.9	0.00	14.30	30	27.00
1962	DIC	41.7	83.90	22.9	1.9	0.00	10.41	30	27.00
1963	ENE	40.6	59.45	19.7	4.9	0.00	0.00	0	27.00
1963	FEB	39.5	39.31	16.8	8.7	0.00	0.00	0	27.00
1963	MAR	39.0	31.60	15.5	16.4	0.00	0.00	0	22.65
1963	ABR	39.9	46.49	17.7	16.3	0.00	0.00	0	0.00
1963	MAY	40.0	48.55	18.0	3.4	0.00	0.00	0	0.00
1963	JUN	40.8	64.18	20.2	17.1	0.00	0.00	0	0.00
1963	JUL	41.2	72.46	21.3	9.9	0.00	0.00	0	0.00
1963	AGO	42.6	103.98	25.2	33.1	0.00	0.00	0	0.00
1963	SET	45.0	173.87	33.0	72.1	0.00	0.00	0	0.00
1963	OCT	45.5	190.19	34.7	19.2	0.00	0.00	0	0.00
1963	NOV	45.8	203.70	36.2	118.3	74.42	26.60	30	27.00
1963	DIC	45.1	177.85	33.6	4.7	0.00	25.28	31	27.00
1964	ENE	44.2	149.01	30.5	1.6	0.00	21.18	31	27.00
1964	FEB	43.4	126.73	28.0	7.6	0.00	16.19	29	27.00
1964	MAR	43.9	139.88	29.5	42.8	0.00	17.26	31	27.00
1964	ABR	43.8	138.88	29.3	1.4	0.00	0.00	0	0.00
1964	MAY	44.0	143.41	29.8	6.8	0.00	0.00	0	0.00
1964	JUN	44.4	154.72	31.0	13.6	0.00	0.00	0	0.00

ANIO	MES	H (m)	VOL (hm3)	SUP (km2)	APORTE (hm3)	VVERT (hm3)	VTURBIN (hm3)	DTURBIN (dias)	VREG (hm3)
1964	JUL	44.5	158.27	31.4	5.9	0.00	0.00	0	0.00
1964	AGO	45.4	188.16	34.5	32.1	0.00	0.00	0	0.00
1964	SET	45.5	190.92	34.8	10.3	0.00	4.95	6	0.00
1964	OCT	45.5	190.66	34.8	13.4	0.00	10.74	13	0.00
1964	NOV	44.8	168.84	32.6	8.3	0.00	22.95	30	27.00
1964	DIC	43.9	139.26	29.4	0.5	0.00	19.73	31	27.00
1965	ENE	42.8	109.38	26.0	0.1	0.00	15.04	31	27.00
1965	FEB	41.7	82.53	22.7	2.6	0.00	9.18	27	27.00
1965	MAR	40.4	57.14	19.3	3.5	0.00	0.00	0	27.00
1965	ABR	41.1	69.97	21.0	14.5	0.00	0.00	0	0.00
1965	MAY	41.3	74.01	21.5	5.7	0.00	0.00	0	0.00
1965	JUN	41.6	80.12	22.3	7.8	0.00	0.00	0	0.00
1965	JUL	42.7	106.47	25.5	28.2	0.00	0.00	0	0.00
1965	AGO	43.8	137.72	29.1	33.1	0.00	0.00	0	0.00
1965	SET	45.0	174.77	33.1	39.4	0.00	0.00	0	0.00
1965	OCT	45.5	192.10	35.0	32.8	0.00	12.54	15	0.00
1965	NOV	45.0	174.59	33.2	12.6	0.00	23.52	30	27.00
1965	DIC	44.2	149.83	30.6	5.5	0.00	21.07	31	27.00
1966	ENE	43.4	126.87	28.0	7.2	0.00	17.41	31	27.00
1966	FEB	42.4	99.42	24.8	2.2	0.00	12.39	29	27.00
1966	MAR	42.1	91.45	23.8	21.3	0.00	10.68	31	27.00
1966	ABR	42.5	103.07	25.1	13.7	0.00	0.00	0	0.00
1966	MAY	42.5	102.29	25.0	1.1	0.00	0.00	0	0.00
1966	JUN	43.1	118.85	27.0	18.5	0.00	0.00	0	0.00
1966	JUL	43.8	136.95	29.0	20.2	0.00	0.00	0	0.00
1966	AGO	44.3	152.86	30.8	17.9	0.00	0.00	0	0.00
1966	SET	44.5	158.41	31.4	7.9	0.00	0.00	0	0.00
1966	OCT	45.0	176.17	33.3	20.5	0.00	0.00	0	0.00
1966	NOV	44.1	147.84	30.4	1.6	0.00	20.29	30	27.00
1966	DIC	43.3	123.18	27.6	5.3	0.00	16.93	31	27.00
1967	ENE	42.7	106.35	25.6	13.1	0.00	13.73	31	27.00
1967	FEB	41.5	78.75	22.2	1.8	0.00	7.63	23	27.00
1967	MAR	40.1	50.93	18.5	1.1	0.00	0.00	0	27.00
1967	ABR	40.1	50.00	18.2	0.6	0.00	0.00	0	0.00
1967	MAY	41.7	83.89	22.8	35.5	0.00	0.00	0	0.00
1967	JUN	45.8	203.87	36.2	155.2	22.16	10.61	12	0.00
1967	JUL	45.8	202.91	36.1	158.1	128.74	27.61	31	0.00
1967	AGO	45.8	202.98	36.1	34.9	4.76	27.61	31	0.00
1967	SET	45.5	191.26	34.8	14.8	0.00	23.84	28	0.00
1967	OCT	45.6	194.93	35.3	32.8	0.00	26.21	31	0.00
1967	NOV	45.2	180.79	33.9	16.0	0.00	24.21	30	27.00
1967	DIC	44.2	150.75	30.7	0.2	0.00	21.51	31	27.00
1968	ENE	43.3	123.20	27.6	2.6	0.00	17.11	31	27.00
1968	FEB	42.2	95.87	24.4	2.2	0.00	11.83	29	27.00
1968	MAR	41.0	68.56	20.9	1.8	0.00	3.95	13	27.00
1968	ABR	41.0	68.01	20.7	1.2	0.00	0.00	0	0.00
1968	MAY	41.0	68.03	20.7	1.6	0.00	0.00	0	0.00
1968	JUN	41.7	83.14	22.7	16.8	0.00	0.00	0	0.00
1968	JUL	43.2	121.68	27.3	40.5	0.00	0.00	0	0.00
1968	AGO	44.0	142.81	29.7	23.1	0.00	0.00	0	0.00
1968	SET	45.1	178.25	33.5	37.8	0.00	0.00	0	0.00
1968	OCT	45.5	191.06	34.8	17.3	0.00	1.65	2	0.00
1968	NOV	45.4	190.01	34.8	29.2	0.00	24.77	30	27.00
1968	DIC	45.0	174.36	33.2	14.8	0.00	24.20	31	27.00

ANIO	MES	H (m)	VOL (hm3)	SUP (km2)	APORTE (hm3)	VVERT (hm3)	VTURBIN (hm3)	DTURBIN (dias)	VREG (hm3)
1969	ENE	44.0	144.00	29.9	0.1	0.00	20.51	31	27.00
1969	FEB	43.0	114.20	26.6	0.0	0.00	14.78	29	27.00
1969	MAR	41.8	86.56	23.2	1.6	0.00	11.13	31	27.00
1969	ABR	41.8	85.30	22.9	0.7	0.00	0.00	0	0.00
1969	MAY	42.6	103.76	25.2	20.3	0.00	0.00	0	0.00
1969	JUN	44.2	149.59	30.4	48.0	0.00	0.00	0	0.00
1969	JUL	45.5	191.02	34.8	48.9	0.00	4.99	6	0.00
1969	AGO	45.5	190.84	34.8	7.1	0.00	4.94	6	0.00
1969	SET	45.5	190.78	34.8	11.6	0.00	9.08	11	0.00
1969	OCT	45.5	190.91	34.8	13.8	0.00	10.74	13	0.00
1969	NOV	45.0	175.50	33.3	14.7	0.00	23.53	30	27.00
1969	DIC	44.1	145.32	30.1	0.0	0.00	20.70	31	27.00
1970	ENE	43.1	117.19	26.9	2.0	0.00	16.19	31	27.00
1970	FEB	41.9	88.42	23.4	0.7	0.00	10.76	29	27.00
1970	MAR	41.2	73.33	21.5	14.0	0.00	3.16	11	27.00
1970	ABR	42.1	91.60	23.7	20.2	0.00	0.00	0	0.00
1970	MAY	42.5	101.97	25.0	12.2	0.00	0.00	0	0.00
1970	JUN	43.2	121.34	27.3	21.4	0.00	0.00	0	0.00
1970	JUL	43.6	131.25	28.4	12.0	0.00	0.00	0	0.00
1970	AGO	44.5	159.96	31.6	30.7	0.00	0.00	0	0.00
1970	SET	44.9	171.99	32.8	14.5	0.00	0.00	0	0.00
1970	OCT	45.5	191.55	35.0	33.3	0.00	10.85	13	0.00
1970	NOV	44.8	168.09	32.5	6.6	0.00	22.94	30	27.00
1970	DIC	43.9	139.36	29.4	1.6	0.00	19.72	31	27.00
1971	ENE	43.3	123.50	27.6	14.1	0.00	16.46	31	27.00
1971	FEB	43.0	114.30	26.6	20.5	0.00	13.52	29	27.00
1971	MAR	42.0	89.33	23.5	4.3	0.00	11.42	31	27.00
1971	ABR	42.0	89.15	23.4	1.8	0.00	0.00	0	0.00
1971	MAY	42.4	99.54	24.7	12.2	0.00	0.00	0	0.00
1971	JUN	43.3	124.75	27.7	27.2	0.00	0.00	0	0.00
1971	JUL	43.9	141.23	29.5	18.7	0.00	0.00	0	0.00
1971	AGO	44.5	159.40	31.5	20.2	0.00	0.00	0	0.00
1971	SET	45.8	201.08	35.9	54.7	0.00	10.40	12	0.00
1971	OCT	45.5	191.20	34.8	13.3	0.00	20.26	24	0.00
1971	NOV	44.7	165.85	32.3	4.7	0.00	22.72	30	27.00
1971	DIC	44.3	153.07	30.9	17.4	0.00	20.86	31	27.00
1972	ENE	43.7	134.82	28.9	12.0	0.00	18.38	31	27.00
1972	FEB	42.8	108.98	25.9	3.9	0.00	13.75	29	27.00
1972	MAR	41.7	82.24	22.7	2.5	0.00	9.55	28	27.00
1972	ABR	41.6	81.42	22.4	1.1	0.00	0.00	0	0.00
1972	MAY	41.6	81.50	22.4	1.8	0.00	0.00	0	0.00
1972	JUN	42.0	89.75	23.5	10.0	0.00	0.00	0	0.00
1972	JUL	43.2	120.33	27.2	32.5	0.00	0.00	0	0.00
1972	AGO	45.2	179.99	33.7	61.8	0.00	0.00	0	0.00
1972	SET	45.5	191.48	35.0	25.8	0.00	11.65	14	0.00
1972	OCT	45.5	190.94	34.8	18.1	0.00	15.74	19	0.00
1972	NOV	44.9	171.67	32.9	10.8	0.00	23.21	30	27.00
1972	DIC	44.1	146.17	30.2	4.7	0.00	20.55	31	27.00
1973	ENE	44.3	152.53	30.9	36.7	0.00	19.65	31	27.00
1973	FEB	43.6	130.73	28.5	8.1	0.00	16.75	29	27.00
1973	MAR	42.6	105.91	25.6	4.7	0.00	14.15	31	27.00
1973	ABR	42.8	110.46	26.0	6.7	0.00	0.00	0	0.00
1973	MAY	43.0	115.76	26.6	7.3	0.00	0.00	0	0.00
1973	JUN	43.9	141.22	29.5	27.6	0.00	0.00	0	0.00

ANIO	MES	H (m)	VOL (hm3)	SUP (km2)	APORTE (hm3)	VVERT (hm3)	VTURBIN (hm3)	DTURBIN (dias)	VREG (hm3)
1973	JUL	45.5	190.66	34.8	54.4	0.00	2.47	3	0.00
1973	AGO	45.4	189.91	34.7	1.6	0.00	0.00	0	0.00
1973	SET	45.4	188.95	34.6	1.6	0.00	0.00	0	0.00
1973	OCT	45.5	191.38	34.9	17.0	0.00	11.59	14	0.00
1973	NOV	44.6	161.32	31.8	0.0	0.00	22.34	30	27.00
1973	DIC	43.8	137.11	29.2	5.8	0.00	19.09	31	27.00
1974	ENE	43.3	122.12	27.5	15.1	0.00	16.17	31	27.00
1974	FEB	42.8	110.65	26.1	18.2	0.00	13.10	29	27.00
1974	MAR	42.2	95.77	24.3	14.5	0.00	11.85	31	27.00
1974	ABR	42.2	94.35	24.1	0.6	0.00	0.00	0	0.00
1974	MAY	42.6	105.67	25.4	13.2	0.00	0.00	0	0.00
1974	JUN	43.2	120.76	27.2	17.1	0.00	0.00	0	0.00
1974	JUL	43.3	123.03	27.5	4.3	0.00	0.00	0	0.00
1974	AGO	43.8	137.35	29.1	16.2	0.00	0.00	0	0.00
1974	SET	45.2	180.94	33.8	46.0	0.00	0.00	0	0.00
1974	OCT	45.4	189.30	34.6	11.2	0.00	0.00	0	0.00
1974	NOV	45.0	173.37	33.1	14.2	0.00	23.26	30	27.00
1974	DIC	44.1	145.44	30.1	2.2	0.00	20.58	31	27.00
1975	ENE	43.1	117.83	27.0	2.5	0.00	16.26	31	27.00
1975	FEB	42.3	97.40	24.5	9.1	0.00	11.63	29	27.00
1975	MAR	41.3	74.19	21.6	5.9	0.00	5.56	18	27.00
1975	ABR	41.2	73.00	21.4	0.6	0.00	0.00	0	0.00
1975	MAY	41.5	78.44	22.1	7.1	0.00	0.00	0	0.00
1975	JUN	41.5	78.76	22.1	2.0	0.00	0.00	0	0.00
1975	JUL	42.0	90.29	23.6	13.3	0.00	0.00	0	0.00
1975	AGO	43.5	128.99	28.1	40.5	0.00	0.00	0	0.00
1975	SET	44.0	143.16	29.7	16.4	0.00	0.00	0	0.00
1975	OCT	44.1	145.58	30.0	4.9	0.00	0.00	0	0.00
1975	NOV	45.8	203.70	36.2	89.4	1.11	23.41	30	27.00
1975	DIC	45.1	177.79	33.6	4.6	0.00	25.27	31	27.00
1976	ENE	44.6	161.41	31.8	14.2	0.00	22.33	31	27.00
1976	FEB	43.9	139.97	29.5	8.6	0.00	18.07	29	27.00
1976	MAR	43.2	121.58	27.4	11.2	0.00	16.29	31	27.00
1976	ABR	43.5	129.70	28.2	10.4	0.00	0.00	0	0.00
1976	MAY	44.0	142.35	29.6	14.8	0.00	0.00	0	0.00
1976	JUN	44.9	172.17	32.9	32.2	0.00	0.00	0	0.00
1976	JUL	45.2	182.65	34.0	13.0	0.00	0.00	0	0.00
1976	AGO	45.5	190.79	34.8	12.9	0.00	2.48	3	0.00
1976	SET	45.5	192.11	35.0	29.0	0.00	25.02	30	0.00
1976	OCT	45.5	191.35	34.9	28.1	0.00	25.93	31	0.00
1976	NOV	44.7	164.04	32.1	2.8	0.00	22.58	30	27.00
1976	DIC	43.8	136.21	29.1	2.2	0.00	19.16	31	27.00
1977	ENE	43.1	116.99	26.9	10.8	0.00	15.61	31	27.00
1977	FEB	43.7	133.38	28.8	46.2	0.00	14.80	29	27.00
1977	MAR	42.9	111.67	26.2	7.8	0.00	14.90	31	27.00
1977	ABR	43.0	114.07	26.4	4.6	0.00	0.00	0	0.00
1977	MAY	43.1	118.75	27.0	6.7	0.00	0.00	0	0.00
1977	JUN	43.5	129.68	28.2	13.0	0.00	0.00	0	0.00
1977	JUL	45.8	201.07	35.9	84.2	0.00	10.31	12	0.00
1977	AGO	45.8	202.98	36.1	41.1	9.11	27.60	31	0.00
1977	SET	45.8	203.87	36.2	175.2	144.80	26.73	30	0.00
1977	OCT	45.8	202.84	36.1	55.3	25.69	27.61	31	0.00
1977	NOV	45.6	193.85	35.2	21.3	0.00	25.74	30	27.00
1977	DIC	44.7	163.60	32.1	0.1	0.00	23.44	31	27.00

ANIO	MES	H (m)	VOL (hm3)	SUP (km2)	APORTE (hm3)	VVERT (hm3)	VTURBIN (hm3)	DTURBIN (dias)	VREG (hm3)
1978	ENE	43.9	140.86	29.6	7.6	0.00	19.58	31	27.00
1978	FEB	43.1	116.91	26.9	5.8	0.00	14.83	29	27.00
1978	MAR	42.8	111.10	26.2	23.7	0.00	13.81	31	27.00
1978	ABR	42.8	109.52	25.9	0.6	0.00	0.00	0	0.00
1978	MAY	42.7	107.58	25.7	0.0	0.00	0.00	0	0.00
1978	JUN	43.0	116.38	26.7	10.8	0.00	0.00	0	0.00
1978	JUL	44.5	159.47	31.5	45.3	0.00	0.00	0	0.00
1978	AGO	45.0	175.16	33.2	17.9	0.00	0.00	0	0.00
1978	SET	45.3	183.47	34.0	10.8	0.00	0.00	0	0.00
1978	OCT	45.5	191.49	34.9	20.9	0.00	9.95	12	0.00
1978	NOV	45.2	182.93	34.1	21.6	0.00	24.20	30	27.00
1978	DIC	44.3	152.67	30.9	0.0	0.00	21.81	31	27.00
1979	ENE	43.3	122.75	27.5	0.3	0.00	17.18	31	27.00
1979	FEB	42.2	95.49	24.3	2.3	0.00	11.77	29	27.00
1979	MAR	41.2	71.38	21.3	5.0	0.00	4.55	15	27.00
1979	ABR	41.1	71.26	21.1	1.6	0.00	0.00	0	0.00
1979	MAY	41.1	70.78	21.1	1.1	0.00	0.00	0	0.00
1979	JUN	41.1	69.21	20.9	0.0	0.00	0.00	0	0.00
1979	JUL	41.3	74.44	21.5	6.8	0.00	0.00	0	0.00
1979	AGO	41.8	85.55	23.0	12.6	0.00	0.00	0	0.00
1979	SET	44.3	153.89	30.9	70.4	0.00	0.00	0	0.00
1979	OCT	44.8	168.56	32.5	17.3	0.00	0.00	0	0.00
1979	NOV	44.0	144.80	30.0	6.1	0.00	19.57	30	27.00
1979	DIC	43.0	115.42	26.7	0.5	0.00	15.98	31	27.00
1980	ENE	41.9	87.93	23.4	2.2	0.00	11.36	31	27.00
1980	FEB	41.1	69.76	21.1	11.0	0.00	1.99	7	27.00
1980	MAR	40.8	63.18	20.2	22.3	0.00	0.00	0	27.00
1980	ABR	42.1	93.63	24.0	32.3	0.00	0.00	0	0.00
1980	MAY	42.3	97.84	24.5	6.0	0.00	0.00	0	0.00
1980	JUN	44.1	145.42	30.0	49.7	0.00	0.00	0	0.00
1980	JUL	45.6	195.38	35.4	58.5	0.00	5.98	7	0.00
1980	AGO	45.5	191.41	34.9	21.0	0.00	22.57	27	0.00
1980	SET	45.5	190.95	34.8	11.2	0.00	9.08	11	0.00
1980	OCT	45.8	202.84	36.1	48.7	6.63	27.20	31	0.00
1980	NOV	45.8	203.70	36.2	42.2	11.05	26.60	30	27.00
1980	DIC	45.0	175.57	33.3	2.4	0.00	25.08	31	27.00
1981	ENE	44.3	151.26	30.7	6.2	0.00	21.26	31	27.00
1981	FEB	44.0	143.38	29.9	22.1	0.00	17.76	29	27.00
1981	MAR	44.0	144.60	30.0	31.0	0.00	18.72	31	27.00
1981	ABR	44.6	162.05	31.8	20.0	0.00	0.00	0	0.00
1981	MAY	45.8	202.91	36.1	94.6	29.07	21.98	25	0.00
1981	JUN	45.5	191.06	34.8	12.9	0.00	22.07	26	0.00
1981	JUL	45.8	202.91	36.1	91.1	48.87	27.60	31	0.00
1981	AGO	45.7	199.82	35.8	26.6	0.00	27.27	31	0.00
1981	SET	45.8	203.87	36.2	60.4	26.92	26.73	30	0.00
1981	OCT	45.5	190.59	34.8	9.2	0.00	19.51	23	0.00

ANIO	MES	H (m)	VOL (hm3)	SUP (km2)	APORTE (hm3)	VVERT (hm3)	VTURBIN (hm3)	DTURBIN (dias)	VREG (hm3)
1951	ENE	43.3	124.55	27.7	5.4	0.00	17.16	31	27.00
1951	FEB	42.3	97.39	24.5	2.4	0.00	12.06	29	27.00
1951	MAR	41.1	70.40	21.1	2.1	0.00	4.62	15	27.00
1951	ABR	42.0	89.35	23.4	20.8	0.00	0.00	0	0.00
1951	MAY	42.4	100.91	24.9	13.4	0.00	0.00	0	0.00
1951	JUN	43.3	122.58	27.4	23.7	0.00	0.00	0	0.00
1951	JUL	43.2	121.31	27.3	0.8	0.00	0.00	0	0.00
1951	AGO	44.1	145.58	30.0	26.2	0.00	0.00	0	0.00
1951	SET	45.7	197.15	35.5	60.9	0.00	6.81	8	0.00
1951	OCT	45.5	190.96	34.8	5.1	0.00	8.33	10	0.00
1951	NOV	45.8	203.70	36.2	106.2	63.16	26.60	30	27.00
1951	DIC	45.2	180.27	33.8	7.1	0.00	25.50	31	27.00
1952	ENE	44.3	151.34	30.7	1.6	0.00	21.54	31	27.00
1952	FEB	43.3	122.18	27.5	0.7	0.00	15.93	29	27.00
1952	MAR	42.8	109.00	25.9	16.3	0.00	13.93	31	27.00
1952	ABR	43.4	125.60	27.8	18.9	0.00	0.00	0	0.00
1952	MAY	44.2	150.77	30.6	27.4	0.00	0.00	0	0.00
1952	JUN	45.2	182.03	33.9	33.7	0.00	0.00	0	0.00
1952	JUL	45.4	189.88	34.7	10.4	0.00	0.00	0	0.00
1952	AGO	45.5	193.46	35.2	31.1	0.00	25.19	30	0.00
1952	SET	45.5	190.86	34.8	8.3	0.00	8.26	10	0.00
1952	OCT	45.5	190.92	34.8	15.4	0.00	12.39	15	0.00
1952	NOV	45.0	176.16	33.4	15.4	0.00	23.59	30	27.00
1952	DIC	44.1	147.34	30.3	1.4	0.00	20.93	31	27.00
1953	ENE	43.6	132.17	28.6	15.0	0.00	17.78	31	27.00
1953	FEB	42.5	102.51	25.2	0.0	0.00	13.00	29	27.00
1953	MAR	41.5	79.30	22.3	6.0	0.00	8.07	25	27.00
1953	ABR	42.3	98.22	24.5	20.9	0.00	0.00	0	0.00
1953	MAY	42.7	106.18	25.5	9.9	0.00	0.00	0	0.00
1953	JUN	44.2	147.94	30.3	43.9	0.00	0.00	0	0.00
1953	JUL	44.1	146.45	30.1	0.8	0.00	0.00	0	0.00
1953	AGO	44.2	148.36	30.3	3.9	0.00	0.00	0	0.00
1953	SET	45.5	190.87	34.8	46.6	0.00	1.65	2	0.00
1953	OCT	45.7	197.24	35.5	35.7	0.00	26.40	31	0.00
1953	NOV	45.1	178.30	33.6	11.2	0.00	24.13	30	27.00
1953	DIC	44.2	148.48	30.4	0.4	0.00	21.16	31	27.00
1954	ENE	43.2	120.25	27.3	1.9	0.00	16.68	31	27.00
1954	FEB	42.1	92.95	24.0	2.2	0.00	11.38	29	27.00
1954	MAR	41.5	77.74	22.1	13.9	0.00	6.27	21	27.00
1954	ABR	41.6	81.93	22.5	6.0	0.00	0.00	0	0.00
1954	MAY	41.8	85.46	22.9	5.3	0.00	0.00	0	0.00
1954	JUN	42.7	108.64	25.8	25.0	0.00	0.00	0	0.00
1954	JUL	42.9	113.57	26.4	6.9	0.00	0.00	0	0.00
1954	AGO	43.1	118.34	26.9	6.6	0.00	0.00	0	0.00
1954	SET	43.7	134.57	28.8	18.3	0.00	0.00	0	0.00
1954	OCT	44.6	160.65	31.6	28.6	0.00	0.00	0	0.00
1954	NOV	44.2	149.44	30.5	18.7	0.00	19.52	30	27.00
1954	DIC	43.2	120.72	27.3	1.2	0.00	16.78	31	27.00
1955	ENE	42.1	91.80	23.9	0.9	0.00	12.10	31	27.00
1955	FEB	41.1	69.21	21.0	6.6	0.00	2.94	10	27.00
1955	MAR	40.0	48.10	18.1	7.7	0.00	0.00	0	27.00
1955	ABR	40.2	52.68	18.6	6.1	0.00	0.00	0	0.00
1955	MAY	40.5	58.13	19.4	6.9	0.00	0.00	0	0.00
1955	JUN	40.7	62.76	20.0	6.1	0.00	0.00	0	0.00

II.4 ARROYO LAS FLORES.

II.4.1 Localización, características del sitio y objetivos.

El sitio se encuentra sobre el Arroyo Las Flores 500 m aguas abajo de la ruta No. 4, en el paraje Puntas del Valentín (Depto. de Salto) y tiene las coordenadas (373,6524).

El sitio donde se localizaría el microaprovechamiento se encuentra a 200 m del consumidor.

Con un salto de 2m se tiene un cierre menor a 50 m.

II.4.2 Parámetros a determinar.

1) Determinación del caudal de diseño.

Se dispone de una estimación del caudal de estiaje hecha por el propietario de 0.05 m^3/s. Se tomó este valor como caudal de diseño.

II.4.3 Selección de la Turbina.

De acuerdo con el cuadro I.1 para un salto disponible de 2m y un caudal de 0.05 m^3/s se recomienda utilizar turbinas Michell-Banki.

II.4.4 Dimensionado de la turbina y el inyector.

Se dimensionó una turbina similar a la indicada en Zárate, 1987 (referencia [1]), cuyo punto de máximo rendimiento sea H=2m, Q=0.05 m^3/s.

Dado que el salto disponible es bajo en este caso se toma B (ancho del rotor)=1.5 D (diámetro del rotor) de forma de obtener una velocidad de giro de la turbina que permita una multiplicación de velocidad con correas.

Los resultados son los siguientes:

D_{ext}=D=153mm
D_{int}=104 mm
n=364 rpm
ángulo de los álabes con la cfa. exterior 26.5º
ángulo de los álabes con la cfa. interior 90º
R (radio de curvatura de los álabes)=23 mm
arco de los álabes = 30 mm
número de álabes 20

Dado que la presa es inundable se puede tomar alguna de las medidas indicadas en el caso del arroyo Sopas o dado el pequeño porte del equipo requerido disponer el mismo sobre una base flotante como se indica en la Figura II.4.1.

El caño de conexión de la toma a la turbina tendrá los extremos flexibles de modo de absorver las variaciones de nivel.

En caso de optar por esta solución, a los efectos del diseño debe tenerse particular cuidado con los esfuerzos de arrastre sobre la base flotante, los mismos pueden estimarse como:

$$D = C_D \gamma A \frac{v^2}{2g}$$

donde:

D= fuerza de arrastre en N
C_d es el coeficiente de arrastre (depende de la forma de la base)
A= área proyectada en m2
v= velocidad máxima en m/s

>En este caso por ser la potencia generada pequeña se puede colocar un freno mecánico a los efectos de evitar el sobre embalamiento del alternador.

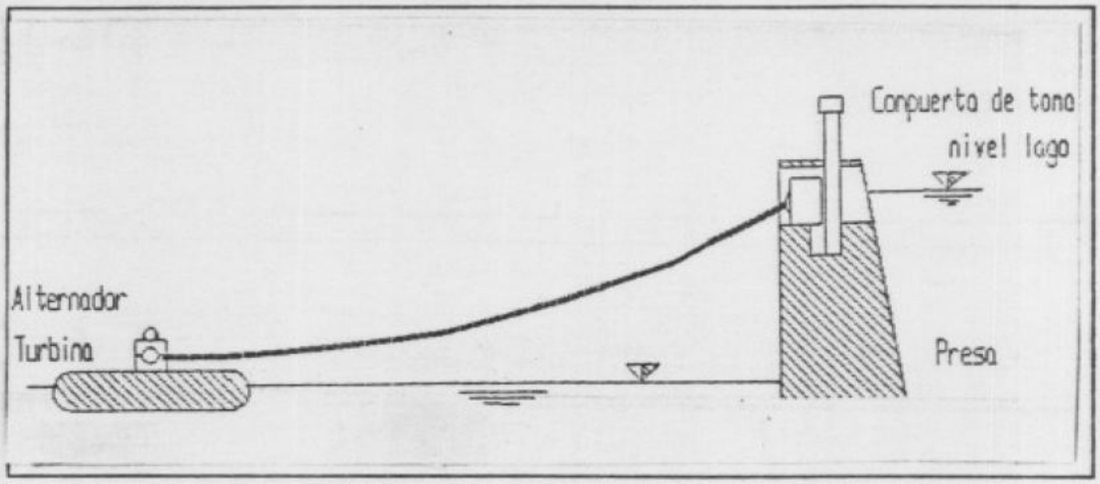


Figura II.4.1 - Disposición de la microturbina.

II.4.5 Análisis de los componentes eléctricos.

1) Datos de la instalación a realizar.

- Potencia a instalar: 0.6 kW
- Distancia al consumidor: 30m
- Tipo de línea requerida: Monofásica , 220V
- Tipo de generación: Autónoma
- Regulación de tensión y frecuencia:
  a). Instalación doble.
  b). Regulación electrónica por la carga.

2) Diseño preliminar.

El esquema de la estación de generación que se propone es el de la Figura II.4.2. El mismo consta de una alternador

monofásico de 1.1 kVA, una línea de 30m en 220V, una llave termomagnética que permite separar al consumidor de la máquina y, un bloque de control de la excitación del alternador.

La regulación de velocidad se prevé que sea por la carga estando incluida en el esquema bajo el rubro "Consumidor". La regulación de la carga puede ser electrónica o lo que se llama por "instalación doble".

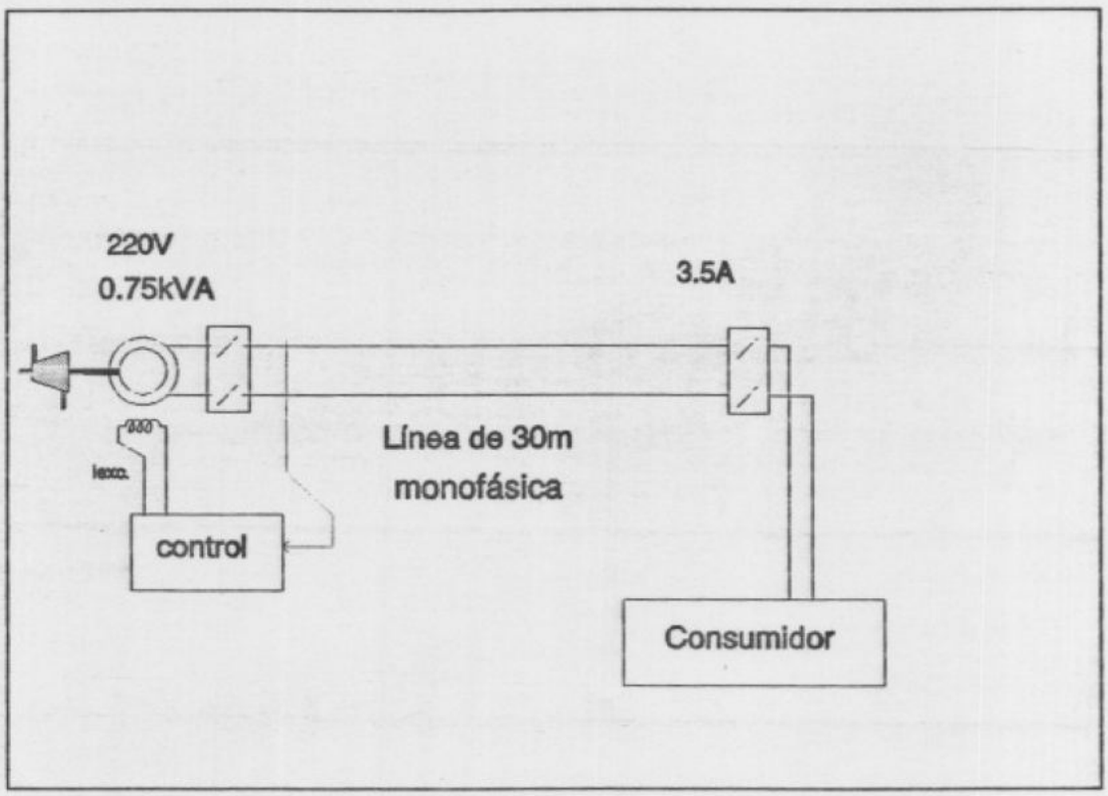


Figura II.4.2.

La instalación doble, como su nombre lo indica, consiste en realizar una doble instalación para cada equipo que pueda utilizar el consumidor, se instala una resistencia que consuma lo mismo de forma que con el interruptor que se utiliza para conectar el equipo se selecciona o el equipo o la resistencia asociada, manteniéndose así el total de carga siempre constante. Este sistema es económico si la carga consiste de

pocas artefactos y muy simples. Es complejo en cuanto a la instalación y el mantenimiento. El costo del sistema de regulación no es fijo ya que con cada carga que se agrega se debe agregar una resistencia asociada a dicha carga, una llave especial y cableado extra. Otro inconveniente de la regulación por instalación doble es la imposibilidad de conectar en ella cargas que no son fijas, por ejemplo una Heladera deberá adaptarse de forma tal que cuando se prende (por el termostato) desconecte la resistencia asociada y la vuelva a conectar cuando se apague. Por estas razones salvo para el caso en que la carga este constituida de dos o tres lámparas desaconsejamos este tipo de regulación.

II.4.6 Obra Civil.

1) Cierre.

Se supone un cierre con enrocado y geomembrana de 50 m de largo y 2 m de alto, con pendientes aguas arriba y aguas abajo igual a 1:2. Se considera además que se debe realizar un despalme de 0.45 m, un dentellón de 0.5 m de profundidad y ancho de 3.4 m (igual al coronamiento) y 3.4 m de estribos.

2) Obra de Toma.

Se considera una construcción en hormigón dentro de la presa de 0.7 m de ancho, con una compuerta deslizante para una tubería de 0.2 m.

II.4.7 Costos.

1) Costo de Turbina.

- Turbina	U$	430
- Base y conducción	U$	450
Total:	U$	880

2) Costo de Componentes Eléctricos.

- Generador Sincrónico 1.1kVA	U$	152
- Protecciones (2 Termomagnéticas)	U$	30
- Control	U$	800
- Línea 30m /4mmCu 2xS bajo plástico	U$	15
Total:	U$	997

La regulación con instalación doble se estima del orden de U$10 por puesta, es de instalación compleja y de cualquier manera se necesita controlar la excitación del alternador para controlar la tensión. Para este caso no podemos dar el costo porque dependerá claramente de como este constituida la carga y de algo muy difícil de evaluar que es el costo de mantenimiento de la instalación. Como dato informativo, el control de excitación sólo costará aproximadamente U$300.

3) Costo de Obra Civil.

a. Costo del Cierre.

Consiserando el costo de roca en U$ 6/m^3, excavación en roca en U$ 4/m^3, el despalme en U$ 3/m^3 y la geomembrana en U$ 9.2, el cierre tiene un costo de U$ 8200.

b. Costo de la Obra de Toma.

La construcción de la sección conteniendo la obra de toma, estimada con una metodología similar a la empleada para las casas de máquinas verticales tendría un costo de U$ 700.

Se considera que el costo de la compuerta es proporcional al diámetro y de acuerdo a los precios de compuertas estimado en el caso de India Muerta sería U$ 370.

- Cierre	U$	8.200
- Obra de toma	U$	700
- Compuerta	U$	370
Total:	U$	9.270

4) Costo Total.

Turbina	U$	880
Equipos eléctricos + linea	U$	997
Obra civil	U$	9.270
Total:	U$	11.147

II.4.8 Referencias bibliográficas.

1. Zárate F, Aguerre C y Aguerre R, "Turbines Michel Banki: Criterios de diseño, selección y utilización". Universidad Nacional de La Plata, Facultad de Ingeniería, Laboratorio de Hidráulica, 1987.

II.5 ARROYO GRANDE.

II.5.1 Localización, características del sitio y objetivos.

El sitio está ubicado en el Departamento de Flores, sobre el Arroyo Grande en el paraje denominado "Cueva del Indio", unos 6 km aguas arriba de su desembocadura en el Lago del embalse de Paso Palmar.

Una vista del sitio se ilustra en las Figuras II.5.1 y II.5.2. El lugar está en el Departamento de Flores, ubicado sobre el Arroyo Grande que desemboca en el Lago del embalse de Paso Palmar, teniendo el punto de cierre las coordenadas (366,6324). El área de la cuenca es de 3114 km^2.

Las orillas del río están diferenciadas, siendo una de pendiente pronunciada y silicificada, y la otra aplanada por erosión. Hay en las cercanías canteras de "granito gris".

Este sitio presenta dos posibilidades de explotación:

A) En una se atiende una demanda concreta de aproximadamente 100 kW de un establecimiento ubicado a 5 km del sitio; en este caso no se simulará la regulación del embalse, por ser la misma muy pequeña.

B) En la otra, debido a las características del sitio, tiene interés evaluar la viabilidad de un mini o pequeño aprovechamiento, que entregaría su energía a la red autónoma formada por pueblo Andresito (a 15 km del sitio) y establecimientos agropecuarios de la zona; en este caso se simulará la operación del embalse.

Figura II.5.1.

Figura II.5.2.

II.5.2 Parámetros a determinar.

Caso A.

1) Determinación del caudal y la altura de diseño.

Se tiene de acuerdo a la metodología propuesta en el mapa correspondiente 23 mm de Pef (precipitación eficaz), un área de 3114 km^2 y por lo tanto el Qmedio será 27 m^3/s.

$$Qm=Pmef*Ac/2592$$

El caudal de diseño se supone Qm/10= 2,7 m^3/s. Se toma un caso de potencia requerida mínima para el tambo, estimada en 100 kw de acuerdo a la encuesta, con una presa de 6 m para tener 5 m de salto útil.

Caso B.

1) Determinación del embalse para la altura de diseño.

De acuerdo a la información 1:50.000 de las cartas del Servicio Geográfico Militar se tiene los siguientes valores de longitud de cierre L y de superficie de embalse A_e para una altura de cierre H:

H (altura en metros)	L (cierre en m)	Ae (área en km2)
10	250	4,34
20	450	42,05
30	750	-----

Los parámetros de la función de cierre L=A*H^B para el Arroyo Grande valen: A = 25.31 y B = 0.9836.

Se supone que la cota del punto de cierre es 0 m a efectos de correr el programa de estimación del porcentaje de los días turbinados (factor de capacidad) de la turbina elegida y del costo de capital actualizado por kwh.

Se determina cual es la altura de cierre y que potencia se debe instalar de modo que el costo del kW-h producido sea mínimo, teniendo en cuenta la energía total producida en el período de amortización y el costo de actualización del capital invertido en la obra.

El capital invertido se calcula en el programa como la suma del costo de la obra civil más la obra electromecánica, incluída la línea de transmisión (no se consideran los costos de operación). El costo del dinero se calcula como el interés que el capital generaría si se invierte durante el período de amortización a un tasa del 8% de interés anual en dólares.

Observaciones.

El criterio de evaluación económica utilizado no tiene por propósito determinar en valores absolutos el costo final del kW-h producido sino poder comparar económicamente una solución con otra.

Se debería relativizar como criterio decisivo el costo por kilovatio hora así obtenido pues no compara los egresos con los ingresos del proyecto como se hace con un balance de resultados. Otra observación sobre ese costo es que el cálculo se hizo en el programa para un sólo tipo de material para el cierre, el hormigón.

Metodología.

Se toma para comenzar una altura de vertido suficientemente grande como para descartar que por encima de ese valor haya una solución más económica. Para esa altura dada se determina el costo del cierre y el volumen del embalse regulador.

Luego se toman diferentes potencias a instalar y para cada una de ellas se calcula el costo del kW-h producido teniendo en cuenta el criterio económico indicado anteriormente. Se toman así, sucesivamente, alturas menores de vertido y se repite el proceso anterior.

Para cada situación se tiene un costo del kW-h, un valor de firmeza (promedio anual de días turbinados), una altura de vertido y queda definido así un salto disponible para cada situación; con este valor se estima el costo de la obra civil.

Se trata de elegir un compromiso entre la firmeza de la potencia, el valor actualizado de las máquinas por kilovatio producido, la obra civil y el número de máquinas que se emplean.

De acuerdo a las corridas realizadas, las soluciones con regulación más interesantes serían las subrayadas en el cuadro II.5.1.

II.5.3 Selección de la Turbina.

Caso A.

De acuerdo con el cuadro I.2.1 corresponde utilizar una turbina axial. Análogamente a lo indicado en el caso del arroyo Sopas la presa resulta inundable por lo que se debe colocar equipos sumergibles o elevar los mismos hasta una cota a la cual no alcance el agua en las crecidas.

Si se toma un caudal de pico de 1500 m3/s y un cierre de 147 m (6 m de altura) hay una lámina de agua de 3,21 m, utilizando la fórmula de vertido, en este caso dicha cota, tomando un coeficiente de seguridad de 1,50 sobre la altura de lámina, significa elevar el alternador y demás equipos eléctricos 4,8 m por encima de la presa, que es una construcción más importante con dificultades mecánicas de transmisión.

Los equipos sumergibles disponibles en el mercado tienen como generador una máquina de inducción, este tipo de generadores no es muy recomendable para ser utilizado en forma autónoma o redes débiles (ver Anexo IV).

Por razones de simplicidad de la instalación se selecciona una turbina con generador sumergible del tipo Flygt. De acuerdo a las tablas del fabricante será el grupo sumergible Flygt EL7585 con un diámetro de 1165 mm. (Anexo V.4.1.).

Caso B.

Se supusieron 24 horas de funcionamiento con la potencia requerida para la turbina de hélice elegida y el costo de la turbina por kilovatio en U$ 780. La altura de restitución es de un metro, así que el salto efectivo es la altura de vertido menos uno.

Los casos están en orden decreciente según la altura de vertido. Se subrayan los comportamientos donde la potencia es mayor de 1000 kw, el factor de carga PDT es superior a 2/3 y el costo por Kwh es inferior a U$ 0,10. Se marcan con asteriscos los casos donde el factor de carga es mayor que 2/3 y la potencia mayor de 1000 kw.

Cuadro II.5.1. Comparación de comportamientos para potencias mayores de 500 kw

NM: número de máquinas

PDT: porcentaje de días del año en los que se puede turbinar en las condiciones establecidas.

DROTOR: diámetro del rotor de la turbina

	HVERT (m)	POTENCIA (KW)	NM	U$/KWH	PDT	DROTOR (mm)	RPM
	20.00	6300	1	0.1450	0.546	3702	110
*	20.00	4200	1	0.1534	0.707	3022	135
*	20.00	2100	1	0.2086	0.941	2137	191
	17.14	6300	1	0.1252	0.468	4155	91
	17.14	4200	1	0.1284	0.604	3393	111
*	17.14	2100	1	0.1577	0.851	2399	157
*	14.29	2100	1	0.1216	0.733	2751	125
	14.29	2100	2	0.1077	0.510	2751	125
	14.29	2100	3	0.1096	0.398	2751	125
	13.00	3000	1	0.1018	0.567	3529	93
	13.00	2400	1	0.1053	0.637	3156	104
*	13.00	2000	1	0.1103	0.692	2881	114
	13.00	2000	2	0.0997	0.487	2881	114
	13.00	2000	3	0.1027	0.382	2881	114
*	13.00	1600	1	0.1191	0.757	2577	128
*	13.00	1000	1	0.1499	0.880	2037	161
	13.00	800	1	0.1729	0.923	1822	180
	11.14	2000	1	0.0936	0.615	3234	94
	11.14	2000	2	0.0975	0.402	3234	94
	11.14	2000	3	0.1278	0.258	3234	94
	11.14	1600	1	0.0989	0.675	2893	105
*	11.14	1000	1	0.1182	0.799	2287	133
	11.14	1000	3	0.0893	0.507	2287	133
	11.14	800	1	0.1326	0.851	2045	149

	HVERT (m)	POTENCIA (KW)	NM	U$/KWH	PDT	DROTOR (mm)	RPM
	11.14	800	3	0.0905	0.568	2045	149
	10.00	1500	1	0.0896	0.646	3038	95
	10.00	1400	1	0.0912	0.663	2935	98
	10.00	1400	2	0.0911	0.446	2935	98
	10.00	1400	3	0.1189	0.286	2935	98
*	10.00	1000	1	0.1023	0.747	2480	116
	10.00	500	1	0.1483	0.890	1754	164
	9.80	1375	1	0.0897	0.660	2953	97
	9.80	1375	2	0.1017	0.393	2953	97
	9.80	1375	3	0.1179	0.285	2953	97
	9.80	1300	1	0.0911	0.674	2871	99
	9.80	1300	2	0.0902	0.455	2871	99
	9.80	1300	3	0.1179	0.291	2871	99
	9.29	1000	1	0.0934	0.716	2622	106
	9.29	1000	2	0.0889	0.493	2622	106
	9.29	1000	3	0.1156	0.313	2622	106
	9.29	800	1	0.1024	0.766	2345	118
	9.29	800	2	0.0827	0.600	2345	118
	9.29	800	3	0.0991	0.403	2345	118
	8.57	500	1	0.1166	0.828	1969	136
	8.57	1000	1	0.0853	0.688	2784	96
	8.57	500	3	0.0875	0.526	1969	136
	7.14	500	1	0.0928	0.759	2257	108
	7.14	500	2	0.1188	0.384	2257	108
	7.14	500	3	0.1449	0.257	2257	108
	7.00	500	1	0.0906	0.753	2292	105
	7.00	500	2	0.1169	0.381	2292	105
	7.00	500	3	0.1434	0.255	2292	105

De acuerdo con los resultados presentados en la tabla anterior, se opta por una turbina axial de 1300 Kw, tipo "S". El esquema de la instalación requerida es similar al presentado en el caso de India Muerta.

Se seleccionan generadores tradicionales, no sumergibles, y se disponen dentro de una estructura circular de altura suficiente por encima del coronamiento que las proteja de las inundaciones.

A los efectos de evaluar los costos de la casa de máquinas y el lugar aproximado que ocupa, el diámetro de la turbina se toma de 2,871 m.

II.5.4 Análisis de los componentes eléctricos.

Caso A.

1) Datos de la instalación a realizar.

- Potencia a instalar: 100 kW
- Distancia al consumidor: 5 km
- Tipo de línea requerida: Trifásica.
- Tipo de generación: autónoma.

2) Diseño preliminar.

Para el control de frecuencia se seleccionó el método de control electrónico por la carga utilizando para ello 4 bancos (trifásicos) de resistencias y tiristores con control del ángulo de disparo de los mismos. Al separar la carga de regulación en varios bancos, es posible realizar un control más fino de la potencia consumida por el conjunto y reducir el contenido de armónicos no deseados en la corriente por la carga de regulación.

Por tratarse de un equipo de inducción operando en una red aislada, el sistema de control de tensión requiere de un desarrollo particular, dado que no existen antecedentes en el país de este tipo de instalación. El desarrollo de dicho equipo y los componentes eléctricos se estiman en U$ 5000.

La línea de transmisión será aérea de 5 km de longitud en la tensión de 15 kV realizada con 3 conductores de aluminio de 35 mm^2 de sección y con estaciones transformadoras en ambos extremos.

En cuanto a la carga de regulación es razonable ubicarla del

extremo de la línea correspondiente al consumidor para que, este pueda disponer de la energía gastada en regulación para usos alternativos (bombeo o calentamiento de agua por ejemplo).

3) Control.

Para administrar las cargas de regulación y de usos alternativos ya mencionados se utilizará un módulo de control. Para la supervisión del generador se utilizará otro módulo de control ubicado en el lugar de generación.

Caso B.

1) Datos de la instalación a realizar.

- Potencia a instalar: 1300 kW.
- Distancia al Pueblo: 13 km (1 MW)
- Distancia al Tambo: 5 km (300 Kw)
- Tipo de generación : Autónoma.

2) Diseño preliminar.

Esta estación de generación se diseña para funcionar en forma autónoma. Se utilizará como generador una máquina sincrónica de 2.0 MVA. La transmisión se realizará en 15 Kv por lo que se utilizará una subestación de 380 V/15 kV /1.60 MVA en el extremo de generación y dos en los extremos de los con sumidores una de 380 V/15 kV/1.25 MVA en el consumidor "grande" (Pueblo) y otra de 380 V/15 kVA/400 kVA en el extremo donde se encuentra el consumidor "pequeño" (Tambo).

3) Control.

Las cargas de regulación se colocaran en el pueblo junto con un controlador que las supervisará tratando de mantener la frecuencia de generación constante. El colocar las cargas de regulación en el pueblo permite su utilización en usos alternativos como ser bombeo o calentamiento de agua. La tensión se controlará variando la excitación del alternador para lo cual se prevé colocar un módulo de control en el lugar de generación, este controlador podrá utilizarse también para supervisión de las protecciones y señalización de estados.

II.5.5 Obra Civil.

Caso A.

1) Cierre.

Se elige construir una presa vertedora en enrocado, con pantalla en hormigón, de 6 m de altura. De acuerdo a la función de cierre la longitud de la misma sería de 147 m. No se conoce la cota de fundación y sólo se supone el despalme a efectuar de 0,50 m y la excavación de dentellón y estribos.

2) Casa de Máquinas.

Como la turbina seleccionada es sumergible, la casa de máquinas es la estructura que la contiene; se elige una configuración de turbina vertical. Se coloca un disipador de energía a la salida para proteger la fundación.

La Casa de Máquinas ocupará en el cierre, de acuerdo al diámetro de la turbina, 4,07 m redondeados a 4 m.

Caso B.

1) Cierre.

La solución retenida tiene 9,80 m de altura. Se toma 10 m, lo que está del lado de la seguridad. De acuerdo a la función de cierre la longitud total sería de 244 m.

El cierre se supone en enrocado con pantalla; la tierra sólo se podría usar con un vertedero adecuado de demasías. Con los datos disponibles esto no parece realizable, vista la poca

regulación disponible. Para considerar esta opción de construcción serían necesarios otros estudios complementarios.

2) Casa de Máquinas.

La Casa de máquinas se toma con muro de hormigón, disipador y alas de transición. Para la solución retenida, el diámetro de la turbina es 2,871 m; de acuerdo al cuadro I.3.2 la sección ocupada entonces por la casa, en la disposición vertical, es de 7,35 m redondeados a 7,4 m. Sobre la misma se instala una estructura circular que ponga el generador a salvo de las crecidas.

Tomando nuevamente un caudal de pico de 1500 m3/s para el cierre de 244 m hay, utilizando la fórmula de vertido, una lámina de agua de 2,30 m; la altura de la estructura de protección será, tomando un coeficiente de seguridad de 1,50 sobre la altura de lámina, 3,5 m por encima de la presa.

II.5.6 Costos.

1) Costo de Turbina.

Caso A.

El Costo de la turbina seleccionada es, incluido el transporte, Kr 633.295 alrededor de U$ 90.000.

Caso B.

El costo para una máquina es, incluido el transporte, alrededor de U$ 650.000

2) Costo de Componentes Eléctricos.

Caso A.

- Regulador de Tensión	U$ 5.000
- Línea de transmisión, (5 km de línea de media tensión trifásica cond. AL 35)	U$ 47.500
- 4 bancos de resistencias y tiristores	U$ 400
- 2 Módulos de control	U$ 1.600
- 2 Llaves termo-magnéticas 300 A/220 V	U$ 4.000
- 2 Estaciones transformadoras 220 V/15 kV	U$ 16.200
Total:	U$ 74.700

Caso B.

- Alternador 2.0 MVA (380 V)	U$ 36.625
- Línea al pueblo MT 35	U$123.500
- Línea al tambo MT 35	U$ 47.500
- 3 módulos de control	U$ 2.400
- 1 subestaciones 1.60 MVA (380 V/15 kV)	U$ 48.000
- 1 subestaciones 1.25 MVA (220 V/15 kV)	U$ 40.000
- 1 subestación de 400 KVA (220 V/15 kV)	U$ 25.000
- Cargas de regulación	U$ 5.000
Total:	U$328.025

Observaciones.

En caso de optarse por esta solución, es indispensable realizar un censo de las cargas para determinar la potencia a instalar utilizando criterios tales como el de simultaneidad de las cargas que son necesarios para evitar sobredimensionamientos cuando las potencias son del orden de las previstas en este caso.

3) Costo de Obra Civil.

Se utilizará la metodología descripta en el capítulo I.3.

Caso A.

a. Costos del Cierre.

Se toma la solución en enrocado y se toman para los costos la interpolación para las alturas de 5 m y 7 m, dando un costo de

cierre de U$ 136.724, U$ 5.690 para los estribos y U$ 7.179 para las alas de transición.

b. Costo de Casa de Maquinas.

La Casa de Máquinas se interpola para 1165 mm entre los diámetros 1 y 2 m, dando un costo de U$ 26.661.

Se resumen los costos en el siguiente cuadro:

- Cierre con pantalla (139,8 m)	U$	136.724
- Estribos (4,2 m)	U$	5.690
- Alas (3,2 m)	U$	7.179
- Casa de Máquinas (4 m)	U$	26.661
Total:	U$	176.254

Caso B

a. Costos del Cierre.

En el cuadro se estima el cierre descontando 7,4 metros de sección de casa de máquinas y las secciones de transición (alas, 4 m) en el caso del enrocado donde hay cambio de materiales. El costo del cierre con pantalla es de U$ 502.665, de los estribos U$ 15.390 y de las alas U$ 23.104.

b. Costos de Casa de Máquinas.

Se considera que se puede usar el cuadro I.3.2. para la casa

de máquinas interpolandose para 10 m de altura y entre 2 m y 3 m de diámetro de la turbina (2,871 m). Esto da U$ 92.464
La estructura vertical de protección de los alternadores y otros elementos eléctricos se supuso de diámetro una vez y media el de la turbina (4,30 m), 0,50 m de espesor y de 3,50 m de alto. Considerandola en hormigón reforzado (U$ 200) puesto que funcionaría como un pilar de puente frente a la corriente da U$ 9.456.

Se resumen los costos en el siguiente cuadro.

- Cierre con pantalla (232.6 m)	U$ 502.665
- Estribos (5 m),	U$ 15.390
- Alas (4 m)	U$ 23.104
- Casa de Máquinas (7,4 m)	U$ 92.464
- Estructura vertical para el generador	U$ 9.456
Total:	U$ 643.079

Observaciones:

Se toma la pantalla de hormigón por las dimensiones de la presa y sus exigencias frente a las crecidas. El uso alternativo de un geotextil, generaría otras economías, del orden del 10% , pero su comportamiento en el tiempo y la función de impermeabilidad tendría que ser analizados en estudios complementarios.

La casa de máquinas, teniendo en cuenta la altura de vertido y los costos derivados de la ubicación de las máquinas, se elige de disposición vertical, adecuada para resolver la transmisión, compatible con la utilización de máquinas sumergibles, y más económica cuando la altura de la presa aumenta.

En el caso A, si bien la casa de máquinas es para una turbina sumergible, los costos se calculan según la casa tipo (Anexo II), pudiendo obtenerse posteriormente una reducción de costos.

4) Costo Total.

Caso A.

Turbina	U$ 90.000
Equipos eléctricos + línea	U$ 74.700
Obra civil	U$ 176.254
Total:	U$ 340.954

Caso B.

Turbina	U$ 650.000
Equipos eléctricos + línea	U$ 328.025
Obra civil	U$ 643.079
Total:	U$ 1.621.104

II.6 BONJOUR.

II.6.1 Localización, características del sitio y objetivos.

Se trata de implementar la generación y transmisión de un microaprovechamiento ya existente.

Se cerraron dos ramas en una curva del río Rosario, en la rama de la izquierda se realizó una derivación que alimentaba dos turbinas (98 y 48 KW) que a través de un sistema de polea transmitían potencia a todos los elementos mecánicos del molino. El sistema dejaba de funcionar en las crecidas, cuando la altura de restitución no posibilitaba un salto mínimo en las turbinas.

II.6.2 Análisis de los componentes eléctricos.

1) Datos de la instalación a realizar.

- Potencia a instalar: 75 Kw
- Tensión de generación: 6.3kV
- Tensión en el punto de conexión: 220V
- Distancia a cubrir: 1.5km
- Tipo de generación : Cogeneración.

2) Diseño preliminar.

Se analiza la utilización de un generador sincrónico dado que el interesado ya dispone del mismo.

Para la generación se utilizará un generador sincrónico ya existente siendo la tensión de generación 6.3kV. La energía generada se transmitirá por una línea aérea trifásica con

conductores de aluminio de sección 35mm y con aislación para 6.3kV una distancia de 1.5km lugar donde se realizará la conexión a la red eléctrica nacional por intermedio de una subestación transformadora de 6.3kV/220V/100kVA.

Al utilizarse una máquina sincrónica en régimen de cogeneración con la red eléctrica Nacional, surge el problema de la conexión que es más complicada que en el caso de utilizarse un generador asíncrono para evitar transitorios muy violentos. Esto agrega el costo del dispositivo de entrada en paralelo que puede ir desde el más sencillo que utiliza lámparas hasta dispositivos más sofisticados que realizan la conexión en forma automática en el momento adecuado. El tipo de aparatos a utilizar para la conexión dependerá de las exigencias que UTE considere pertinentes para este tipo de estaciones cogeneradoras. Al igual que en los demás casos de estaciones cogeneradoras, los costos de los dispositivos de protección y maniobra pueden aumentar considerablemente, dependiendo de los criterios que UTE fije al respecto.

II.6.3 Obra Civil.

Se supone que es suficiente con la obra existente.

II.6.4 Costos.

1) Costo de Componentes Eléctricos.

Como el interesado dispone ya de un transformador utilizable para esta subestación, el costo que aparece en la tabla de costos no incluye el transformador.

- Alternador (ya existente)	--------
- Línea MT AL 35, 1.5km	U$ 14 250
- 1 subestaciones 100kVA (6.3kV/220kV)	U$ 4 300
Total:	U$ 18.550

2) Costo Total.

Equipos eléctricos + línea	U$ 18.550
Total:	U$ 18.550

III. EVALUACION DEL POTENCIAL DE GENERACION A NIVEL DE PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDRAULICOS (DE 1 A 5 MW)

Introducción.

En este capítulo se realiza una evalución del potencial de generación para todo el territorio nacional de pequeñas centrales hidroeléctricas (1MW-5MW), con identificación y clasificación de los principales sitios. Dado que el costo de la obra civil es el más importante también se clasifican los sitios según las dimensiones de los cierres.

III.1. Metodología.

Se comienza el estudio con información de la carta Hipsográfica del Uruguay, escala 1:500.000 del Servicio Geográfico Militar.

En esta carta se ubican puntos en los cuales las cuencas asociadas tienen áreas aproximadamente entre 500 Km^2 y 5000 Km^2 en intervalos de 500 a 1000 Km^2.

Se identifican con el código empleado por U.T.E., pero se toma como tramos a los definidos por dos cierres de cuenca, numerándolos en forma descendente desde aguas arriba.

Posteriormente se calculan los siguientes parámetros de las cuencas : Area, Perímetro, Longitud del Cauce Principal y Pendiente del Cauce Principal (Tabla III.1.1).

En aquellas zonas donde existen cartas 1:50.000 o minutas 1:40.000, se ubican los sitios encontrados en la carta 1:500.000. Sobre dichas cartas, en los tramos intermedios, se realiza una búsqueda de posibles cierres encontrándose

otros puntos de interés en los cuales la topografía es más favorable (Tabla III.1.2). Para cada sitio se mide la longitud del dique entre curvas de nivel de igual altura.

Con los datos obtenidos se calcula una función potencial, monótona creciente, que pasa por cero y que relaciona longitud del dique con la altura ($L = A * H^B$). Si hay 3 datos se realiza el cálculo de A y B por mínimos cuadrados y si sólo existe un dato se toma B = 0.78, promedio de los B calculados para 3 y 2 datos (Tabla III.1.3).

No.	X	Y	Cuenca	Codigo	Area (Km^2)	Perim. (Km)	SCP (10^{-3})	DH (m)	LCP (Km)
1	450	6622	CATALAN GRANDE	121000	1061.5	127.6	3.97	201	50.6
2	373	6649	A.TRES CRUCES GRANDE	122000	1402.4	174.8	2.06	175	84.9
3	398	6606	A.CUARO GRANDE	123000	893.4	136.0	1.73	100	57.8
4	386	6621	A.CUARO GRANDE	123100	1369.5	166.3	1.94	150	77.5
5	370	6634	A.CUARO GRANDE	123200	2056.0	217.7	1.94	200	103.2
6	352	6645	A.YUCUTUJA	124000	911.0	138.1	1.77	105	59.3
7	315	6598	A.YACUY	131000	911.4	120.0	1.39	70	50.4
8	439	6562	R.ARAPEY GRANDE	140000	872.1	118.8	2.26	100	44.2
9	436	6563	R.ARAPEY GRANDE	140100	1113.6	136.5	2.74	105	38.3
10	418	6553	R.ARAPEY GRANDE	140200	1606.7	176.8	2.04	145	71.0
11	414	6550	R.ARAPEY GRANDE	140300	2714.1	216.2	1.98	150	75.8
12	381	6545	R.ARAPEY GRANDE	140400	3469.2	277.2	1.73	199	115.2
13	337	6573	R.ARAPEY GRANDE	140500	8981.2	453.2	1.39	248	178.1
14	418	6551	A.MATAOJO	141000	1099.4	139.2	7.25	200	27.6
15	382	6542	A.SOPAS	142000	890.2	168.5	2.33	190	81.7
16	415	6502	A.ARERUNGUA	143000	929.3	120.8	3.81	150	39.4
17	403	6519	A.ARERUNGUA	143010	1492.2	165.6	2.78	170	61.2
18	381	6535	A.ARERUNGUA	143020	2428.7	217.5	2.06	190	92.3
19	380	6543	A.ARERUNGUA Y SOPAS	143030	3366.8	237.8	1.96	199	101.6
20	374	6566	R.ARAPEY CHICO	146100	902.4	164.2	2.04	150	73.4
21	338	6575	R.ARAPEY CHICO	146200	2257.6	255.8	1.69	195	115.6
22	352	6496	R.DAYMAN	152000	1211.2	145.2	2.53	150	59.4
23	318	6507	R.DAYMAN	152100	2303.0	222.5	2.07	200	96.7
24	308	6517	R.DAYMAN	152200	3015.0	262.0	1.87	210	112.6
25	289	6486	A.GUAVIYU	153000	841.0	138.9	1.56	110	70.3
26	427	6437	R.QUEGUAY GRANDE	160000	1057.9	142.3	2.29	130	56.8
27	394	6433	R.QUEGUAY GRANDE	160100	2558.0	227.1	1.93	180	93.4
28	341	6440	R.QUEGUAY GRANDE	160200	4184.9	335.0	1.54	235	152.4
29	323	6439	R.QUEGUAY GRANDE	160300	6756.7	377.3	1.38	240	173.6
30	403	6439	A.CORRALES	161000	736.6	124.3	2.87	135	47.1
31	354	6449	R.QUEGUAY CHICO	164000	1343.0	174.4	2.66	210	79.0
32	297	6394	A.NEGRO	171000	1206.4	148.1	1.03	60	58.4
33	277	6405	A.NEGRO	171100	2256.3	189.5	0.81	70	86.2
34	500	6537	R.TACUAREMBO	181000	994.8	135.4	6.23	205	32.9
35	510	6512	R.TACUAREMBO	181010	2077.2	203.3	3.40	220	64.8
36	533	6437	R.TACUAREMBO	181020	11220.3	454.4	1.54	265	172.5
37	526	6541	A.CUNAPIRU	181100	1071.6	144.1	2.74	150	54.7
38	523	6501	A.CUNAPIRU	181110	2126.8	221.9	1.44	180	124.6
39	528	6499	A.CORRALES	181200	1196.8	145.0	1.40	80	57.2
40	506	6479	A.TRES CRUCES	181300	1066.8	171.3	3.74	285	76.3
41	504	6476	A.TACUAREMBO CHICO	181400	1438.9	176.2	3.17	235	74.2
42	511	6464	A.TACUAREMBO CHICO	181410	3371.6	254.0	2.50	250	100.1
43	572	6492	A.YAGUARI	181500	971.7	154.6	1.46	80	54.7
44	540	6457	A.YAGUARI	181510	2412.4	238.3	1.15	130	113.1
45	573	6443	A.CARAGUATA	181600	927.8	145.6	2.82	175	62.1
46	555	6432	A.CARAGUATA	181610	1575.7	185.4	2.24	188	84.0
47	621	6490	A.DEL HOSPITAL	182100	813.7	123.5	3.43	171	49.9
48	590	6409	A.TUPAMBAE	182300	1085.3	137.5	3.92	210	53.6
49	544	6370	A.DEL CORDOBES	182410	784.0	119.9	3.58	175	48.9
50	546	6394	A.DEL CORDOBES	182420	2001.9	184.9	2.58	200	77.5
51	503	6416	A.MALO	183200	1692.3	190.5	2.22	185	83.2

Tabla III.1.1 (A) Sitios Identificados en la Carta 1:500.000

No.	X	Y	Cuenca	Codigo	Area (Km^2)	Perim. (Km)	SCP (10^{-3})	DH (m)	LCP (Km)
52	426	6389	A.SALSIPUEDES	185100	1515.8	167.9	2.14	145	67.7
53	530	6317	R.YI	186000	1211.3	139.6	3.21	124	38.6
54	510	6308	R.YI	186010	2267.8	195.1	2.18	140	64.2
55	496	6302	R.YI	186020	3218.1	238.2	1.89	160	84.5
56	468	6294	R.YI	186030	5703.0	324.9	1.47	175	119.3
57	503	6289	A.MANSAVILLAGRA	186400	1077.9	136.4	2.35	135	57.5
58	479	6295	A.TIMOTE	186500	785.7	138.4	2.38	165	69.2
59	456	6314	A.TOMAS CUADRA	186700	824.7	119.0	2.04	120	58.7
60	433	6291	A.MACIEL	186800	920.5	121.3	1.94	90	46.4
61	424	6305	A.MACIEL	186810	1596.1	157.7	1.60	105	65.7
62	364	6294	A.GRANDE	187020	1450.0	163.9	2.03	120	59.0
63	364	6320	A.GRANDE	187030	3113.9	229.5	1.51	140	93.0
64	354	6304	A.DEL PERDIDO	187100	981.5	128.1	1.89	105	55.6
65	353	6363	A.GRANDE	188020	2143.4	198.6	1.56	140	89.6
66	367	6382	A.AVERIAS GRANDE	188100	788.8	140.7	2.07	120	58.0
67	341	6366	A.DON ESTEBAN	189100	736.6	121.4	1.2	68	56.8
68	302	6320	A.BEQUELO	189400	1186.0	144.0	1.44	90	62.6
69	298	6270	R.SAN SALVADOR	191000	1359.0	155.2	1.91	125	65.6
70	283	6281	R.SAN SALVADOR	191010	2137.0	189.6	1.72	143	82.9
71	263	6290	R.SAN SALVADOR	191020	3055.0	237.1	1.33	148	111.6
72	304	6211	R.SAN JUAN	210000	1424.9	156.1	2.26	145	64.1
73	361	6203	R.ROSARIO	220000	1091.8	132.6	2.96	165	55.7
74	360	6199	R.ROSARIO	220100	1769.1	164.6	2.73	168	61.5
75	532	6209	R.SANTA LUCIA	230000	1100.4	144.1	7.46	320	42.9
76	520	6216	R.SANTA LUCIA	230100	1681.9	182.3	6.07	340	56.0
77	498	6211	R.SANTA LUCIA	230200	2719.5	251.2	4.25	350	82.4
78	476	6208	R.SANTA LUCIA	230300	3823.8	295.9	2.23	370	165.7
79	453	6200	R.SANTA LUCIA	230400	5129.2	345.1	2.23	370	165.7
80	464	6230	R.SANTA LUCIA CHICO	235100	1758.0	181.7	2.47	170	68.7
81	453	6209	R.SANTA LUCIA CHICO	235200	2493.6	231.7	2.17	200	92.2
82	408	6229	R.SAN JOSE	238000	1440.5	148.6	2.32	105	45.3
83	416	6203	R.SAN JOSE	238100	2296.1	198.4	1.69	130	76.9
84	429	6180	R.SAN JOSE	238200	3439.6	261.3	1.36	146	107.3
85	532	6161	A.SOLIS	250000	1136.1	134.9	3.30	195	59.1
86	580	6144	A.MALDONADO	260000	1334.5	155.3	7.80	340	43.6
87	582	6154	A.SAN CARLOS	261000	801.8	121.5	7.80	340	43.6
88	656	6401	R.TACUARI	320000	1285.4	162.0	3.61	235	65.1
89	671	6384	R.TACUARI	320100	2321.3	212.7	3.04	285	93.6
90	678	6374	R.TACUARI	320200	3071.6	236.0	2.75	295	107.3
91	602	6325	R.OLIMAR	340000	1260.9	151.3	6.26	285	45.5
92	608	6323	R.OLIMAR	340100	2020.2	187.8	5.52	290	52.5
93	622	6324	R.OLIMAR GRANDE	340200	3465.9	242.6	4.33	300	69.3
94	640	6316	R.OLIMAR GRANDE	340300	4820.6	293.8	3.38	310	91.7
95	598	6313	R.OLIMAR CHICO	341000	959.0	122.9	4.49	255	56.8
96	630	6332	A.YERBAL GRANDE	343000	862.4	115.5	6.87	305	44.4
97	584	6267	R.CEBOLLATI	350000	1329.9	168.4	3.50	215	61.4
98	597	6259	R.CEBOLLATI	350100	2948.6	228.1	4.08	305	74.8
99	599	6226	A.DEL AIGUA	352000	723.5	117.6	6.96	330	47.4
100	614	6239	A.DEL AIGUA	352100	1783.7	172.7	4.95	350	70.7
101	573	6256	A.BARRIGA NEGRA	353000	773.3	118.4	6.43	265	41.2
102	667	6365	A.DEL PARAO	355000	753.0	112.6	6.82	305	44.7

Tabla III.1.1 (B) Sitios Identificados en la Carta 1:500.000

No	X	Y	Cuenca	Codigo	Area (Km^2)	LP1 (m)	N1 (m)	LP2 (m)	N2 (m)	LP3 (m)	N3 (m)	Observaciones
1	450	6622	CATALAN GRANDE	121000	1062	0	0	0	0	0	0	No hay información 1:50.000
2	373	6649	A.TRES CRUCES GRANDE	122000	1402	1800	10	4000	20	0	0	N.h.i.aguas arriba.Zona llana
3	400	6636	A.TRES CRUCES GRANDE	122010	900	1500	10	2000	20	0	0	
4	398	6606	A.CUARO GRANDE	123000	893	0	0	0	0	0	0	N.h.i. 1:50.000
5	386	6621	A.CUARO GRANDE	123100	1370	0	0	0	0	0	0	N.h.i. 1:50.000
6	365	6441	A.CUARO GRANDE	123200	2056	1700	8	5000	18	0	0	N.h.i.aguas arriba.Zona llana
7	353	6642	A.YUCUTUJA	124000	911	1100	5	2150	15	0	0	
8	317	6597	A.YACUY	131000	911	2100	8	3300	18	0	0	
9	439	6562	R.ARAPEY GRANDE	140000	872	0	0	0	0	0	0	N.h.i. 1:50.000
10	436	6563	R.ARAPEY GRANDE	140100	1114	0	0	0	0	0	0	N.h.i. 1:50.000
11	418	6553	R.ARAPEY GRANDE	140200	1607	0	0	0	0	0	0	N.h.i. 1:50.000
12	414	6550	R.ARAPEY GRANDE	140300	2714	0	0	0	0	0	0	N.h.i. 1:50.000
13	381	6545	R.ARAPEY GRANDE	140500	3469	0	0	0	0	0	0	N.h.i. 1:50.000
14	353	6562	R.ARAPEY GRANDE	140510	8400	150	7	850	17	0	0	
15	342	6570	R.ARAPEY GRANDE	140520	8600	250	5	700	15	0	0	
16	336	6570	R.ARAPEY GRANDE	140600	8981	500	5	2000	15	0	0	
17	418	6551	A.MATAOJO	141000	1099	0	0	0	0	0	0	N.h.i. 1:50.000
18	382	6542	A.SOPAS	142000	890	0	0	0	0	0	0	N.h.i. 1:50.000
19	415	6502	A.ARERUNGUA	143000	929	0	0	0	0	0	0	N.h.i. 1:50.000
20	403	6519	A.ARERUNGUA	143010	1492	0	0	0	0	0	0	N.h.i. 1:50.000
21	381	6535	A.ARERUNGUA	143020	2429	0	0	0	0	0	0	N.h.i. 1:50.000
22	380	6543	A.ARERUNGUA Y SOPAS	143030	3367	0	0	0	0	0	0	N.h.i. 1:50.000
23	374	6566	R.ARAPEY CHICO	146100	902	0	0	0	0	0	0	N.h.i. 1:50.000
24	340	6575	R.ARAPEY CHICO	146200	2258	800	5	1200	15	0	0	H.h.i. aguas arriba.
25	345	6497	R.DAYMAN	152000	1211	450	5	900	15	0	0	H.h.i. aguas arriba.
26	318	6507	R.DAYMAN	152100	2303	50	1	700	10	0	0	
27	308	6517	R.DAYMAN	152200	3015	1000	10	2300	20	0	0	
28	312	6513	R.DAYMAN	152210	2500	400	6	950	16	0	0	
29	290	6480	A.GUAVIYU	153000	780	400	9	1200	21	0	0	
30	427	6437	R.QUEGUAY GRANDE	160000	1058	0	0	0	0	0	0	N.h.i. 1:50.000
31	394	6433	R.QUEGUAY GRANDE	160100	2558	0	0	0	0	0	0	N.h.i. 1:50.000
32	341	6440	R.QUEGUAY GRANDE	160200	4185	0	0	0	0	0	0	N.h.i. para x>364
33	318	6440	R.QUEGUAY GRANDE	160300	6757	700	7	1100	17	0	0	
34	329	6439	R.QUEGUAY	160310	6200	1100	9	1900	19	0	0	Embalse muy grande
35	308	6442	R.QUEGUAY GDE.	160400	7200	400	1	2750	22	0	0	
36	302	6445	R.QUEGUAY GDE.	160500	7700	300	1	2650	22	0	0	
37	295	6450	R.QUEGUAY GDE.	160600	7900	200	1	250	11	500	21	
38	403	6439	A.CORRALES	161000	737	0	0	0	0	0	0	N.h.i. 1:50.000
39	356	6449	R.QUEGUAY CHICO	164000	1343	400	5	800	15	0	0	
40	294	6396	A.NEGRO	171000	1206	900	10	1500	20	0	0	
41	306	6395	A.NEGRO	171010	750	350	8	1300	18	0	0	
42	280	6407	A.NEGRO	171100	2000	200	2	1200	12	0	0	
43	287	6406	A.NEGRO	171110	1950	500	7	950	17	1550	27	Existen 150 m de vert. nat.
44	500	6537	R.TACUAREMBO	181000	995	0	0	0	0	0	0	N.h.i. 1:50.000

Tabla III.2.1 (A) Sitios ubicados en Carta 1:50.000 y longitud del dique

No	X	Y	Cuenca	Codigo	Area (Km^2)	LP1 (m)	N1 (m)	LP2 (m)	N2 (m)	LP3 (m)	N3 (m)	Observaciones
45	511	6509	R.TACUAREMBO	181010	2077	400	3	750	13	1650	23	250 m de v.nat. Inunda M.Diaz
46	524	6444	R.TACUAREMBO	181020	11220	200	1	600	6	0	0	Super. de inundac. muy grande
47	533	6422	R.TACUAREMBO	181030	16000	1500	10	1700	20	0	0	Embalse muy grande
48	526	6541	A.CUNAPIRU	181100	1072	300	2	1100	12	1900	22	
49	520	6507	A.CUNAPIRU	181110	2100	250	5	450	15	750	25	
50	533	6507	A.CORRALES	181200	1000	100	1	250	11	450	21	
51	501	6479	A.TACUAREMBO CH.	181400	1439	2500	5	3600	15	0	0	
52	510	6465	A.TACUAREMBO CH.	181410	3372	300	5	500	10	600	15	
53	508	6468	A.TACUAREMBO CH.	181411	2700	200	5	500	15	750	25	
54	570	6489	A.YAGUARI	181500	972	100	3	300	13	450	23	
55	540	6457	A.YAGUARI	181510	2412	500	4	2000	14	0	0	
56	567	6489	A.YAGUARI	181511	1070	300	5	550	15	800	25	
57	564	6484	A.YAGUARI	181512	1400	200	7	350	17	700	27	
58	573	6443	A.CARAGUATA	181600	928	2150	10	0	0	0	0	
59	555	6432	A.CARAGUATA	181610	1576	2000	5	2300	15	2500	25	
60	616	6494	A.DEL HOSPITAL	182100	750	1700	5	3400	15	0	0	Es llano
61	596	6404	A.TUPAMBAE	182300	1085	700	3	1500	13	2400	23	
62	545	6361	A.DEL CORDOBES	182410	784	300	3	400	13	550	23	
63	546	6394	A.DEL CORDOBES	182420	2002	800	10	1100	20	0	0	
64	500	6421	A.MALO	183200	1550	300	5	450	10	500	15	
65	424	6387	A.SALSIPUEDES	185100	1516	500	5	650	15	1800	25	
66	530	6318	RIO YI	186000	1211	300	5	700	15	1050	25	
67	510	6308	RIO YI	186010	2268	500	1	1300	11	0	0	
68	496	6304	RIO YI	186020	3218	800	10	1600	20	0	0	
69	468	6295	RIO YI	186030	5703	1100	10	1300	20	0	0	
70	484	6303	R.YI	186031	4900	600	10	1200	20	0	0	
71	401	6325	R.YI	186040	10000	600	12	1200	22	0	0	
72	410	6319	R.YI	186050	11000	250	3	400	13	1100	23	
73	508	6288	A.MANSAVILLAGRA	186400	1000	1300	10	0	0	0	0	
74	517	6280	A.MANSAVILLAGRA	186410	750	650	10	1600	20	0	0	
75	479	6295	A.TIMOTE	186500	786	500	5	850	15	0	0	
76	456	6317	A.TOMAS CUADRA	186700	825	150	3	600	13	1250	23	
77	430	6294	A.MACIEL	186800	1000	850	5	1400	15	0	0	
78	423	6308	A.MACIEL	186810	1596	750	10	2100	20	0	0	
79	362	6296	A.GRANDE	187020	1450	450	3	800	13	0	0	
80	366	6324	A.GRANDE	187030	3114	250	10	450	20	750	30	
81	356	6299	A.DEL PERDIDO	187100	900	150	2	800	12	3100	22	
82	350	6361	A.GRANDE	188020	2143	1200	10	1600	20	0	0	
83	360	6376	A.GRANDE	188021	1700	900	5	1150	15	0	0	
84	365	6385	A.AVERIAS GRANDE	188100	789	400	6	650	16	1400	26	Existen 200 m de vert.nat.
85	521	6517	A.CUNAPIRU	188111	1950	100	2	300	12	400	22	
86	338	6354	A.DON ESTEBAN	189100	1000	300	5	600	15	900	25	
87	302	6320	A.BEQUELO	189400	1186	0	0	0	0	0	0	N.h.i. 1:50.000
88	295	6270	R.SAN SALVADOR	191000	1359	250	7	850	27	0	0	

Tabla III.1.2 (B) Sitios ubicados en Carta 1:50.000 y longitud del dique

No	X	Y	Cuenca	Codigo	Area (Km^2)	LP1 (m)	N1 (m)	LP2 (m)	N2 (m)	LP3 (m)	N3 (m)	Observaciones
89	300	6264	R.SAN SALVADOR	191001	800	350	5	800	15	0	0	
90	285	6280	R.SAN SALVADOR	191010	2137	800	13	0	0	0	0	
91	263	6290	R.SAN SALVADOR	191020	3055	0	0	0	0	0	0	N.h.i. 1:50.000. Inu.Dolores
92	304	6211	R.SAN JUAN	210000	1425	500	5	700	15	0	0	
93	361	6204	R.ROSARIO	220000	1092	100	2	600	12	1100	22	
94	360	6194	R. ROSARIO	220100	1769	2400	5	3600	15	0	0	A 10km Rosario, inun. establ.
95	532	6209	R.SANTA LUCIA	230000	1100	150	5	1700	15	0	0	Llano
96	520	6216	R.SANTA LUCIA	230100	1682	1300	5	0	0	0	0	Llano
97	511	6215	R.SANTA LUCIA	230200	2550	300	5	1200	15	0	0	
98	476	6208	R.SANTA LUCIA	230300	3824	900	9	0	0	0	0	Llano,inunda San Ramón
99	468	6201	R.SANTA LUCIA	230400	4400	1650	5	3200	15	0	0	
100	464	6230	R.SANTA LUCIA CH.	235100	1758	0	0	0	0	0	0	N.h.i. 1:50.000
101	453	6209	R.SANTA LUCIA CH.	235200	2494	0	0	0	0	0	0	N.h.i. 1:50.000
102	408	6229	R.SAN JOSE	238000	1441	600	11	1200	21	0	0	
103	405	6236	R.SAN JOSE	238020	1100	100	4	400	14	700	24	
104	414	6207	R.SAN JOSE	238100	2296	350	5	800	15	0	0	A 15 km de S. José, inu.establ
105	429	6180	R.SAN JOSE	238200	3440	1400	6	0	0	0	0	Inunda establecimiento.
106	530	6164	A.SOLIS	250000	1136	1200	5	1800	15	0	0	No se visualiza bien la carta
107	580	6144	A.MALDONADO	260000	1335	0	0	0	0	0	0	Llano, entre Mald. y S. Carlos
108	584	6155	A.SAN CARLOS	261000	802	250	10	900	15	0	0	
109	661	6400	R.TACUARI	320000	1285	150	5	300	15	450	25	
110	669	6387	R.TACUARI	320100	2321	100	1	500	11	1100	21	
111	680	6374	R.TACUARI	320200	3072	100	3	1000	8	1200	13	
112	602	6325	R.OLIMAR	340000	1261	800	9	1600	19	0	0	
113	606	6325	R.OLIMAR	340100	2020	150	1	250	11	350	21	
114	622	6324	R.OLIMAR GRANDE	340200	3466	1200	9	0	0	0	0	
115	601	6313	R.OLIMAR CH.	340220	1000	100	1	300	11	450	21	
116	640	6316	R.OLIMAR GRANDE	340300	4821	0	0	0	0	0	0	Es muy llano.
117	598	6313	R.OLIMAR CHICO	341000	959	200	5	500	15	1050	25	
118	630	6335	A.YERBAL GRANDE	343000	862	900	3	1150	13	0	0	
119	583	6271	R.CEBOLLATI	350000	1200	400	11	800	21	0	0	150 m vert. libre a 11 m
120	586	6262	R.CEBOLLATI	350100	2400	100	2	1200	12	1650	22	
121	606	6262	R.CEBOLLATI	350200	2430	400	8	1850	18	0	0	1250 m de vert.nat.
122	597	6220	A.DEL AIGUA	352000	724	350	3	700	13	750	25	
123	616	6242	A.DEL AIGUA	352100	1784	500	1	1500	11	0	0	300 m de vert. natural
124	600	6229	A.DEL AIGUA	352110	1280	600	5	900	15	1500	25	15 m desbor. a otra cuenca
125	607	6232	A.DEL AIGUA	352120	1480	750	5	1000	15	0	0	
126	573	6256	A.BARRIGA NEGRA	353000	773	200	7	500	17	600	27	
127	669	6364	A.DEL PARAO	355000	753	1500	5	1800	15	0	0	

Tabla III.1.2 (C) Sitios ubicados en Carta 1:50.000 y longitud del dique

No	X	Y	Cuenca	Codigo	Area	LP1	N1	LP2	N2	LP3	N3	A	B
					(Km^2)	(m)		(m)		(m)		(m)	
1	373	6649	A.TRES CRUCES GRANDE	122000	1402	1800	10	4000	20	0	0	126.84	1.1520
2	400	6636	A.TRES CRUCES GRANDE	122010	900	1500	10	2000	20	0	0	576.84	0.4150
3	365	6441	A.CUARO GRANDE	123200	2056	1700	8	5000	18	0	0	106.91	1.3303
4	353	6642	A.YUCUTUJA	124000	911	1100	5	2150	15	0	0	412.11	0.6100
5	317	6597	A.YACUY	131000	911	2100	8	3300	18	0	0	658.97	0.5574
6	353	6562	R.ARAPEY GRANDE	140510	8400	150	7	850	17	0	0	3.34	1.9549
7	342	6570	R.ARAPEY GRANDE	140520	8600	250	5	700	15	0	0	55.32	0.9372
8	336	6570	R.ARAPEY GRANDE	140600	8981	500	5	2000	15	0	0	65.61	1.2619
9	340	6575	R.ARAPEY CHICO	146200	2258	800	5	1200	15	0	0	441.69	0.3691
10	345	6497	R.DAYMAN	152000	1211	450	5	900	15	0	0	163.01	0.6309
11	318	6507	R.DAYMAN	152100	2303	50	1	700	10	0	0	50.00	1.1461
12	308	6517	R.DAYMAN	152200	3015	1000	10	2300	20	0	0	62.86	1.2016
13	312	6513	R.DAYMAN	152210	2500	400	6	950	16	0	0	82.38	0.8819
14	290	6480	A.GUAVIYU	153000	780	400	9	1200	21	0	0	23.16	1.2966
15	318	6440	R.QUEGUAY GRANDE	160300	6757	700	7	1100	17	0	0	259.78	0.5094
16	329	6439	R.QUEGUAY	160310	6200	1100	9	1900	19	0	0	220.51	0.7314
17	308	6442	R.QUEGUAY GDE.	160400	7200	400	12	750	22	0	0	30.40	1.0371
18	302	6445	R.QUEGUAY GDE.	160500	7700	300	12	650	22	0	0	12.60	1.2756
19	295	6450	R.QUEGUAY GDE.	160600	7900	200	1	250	11	500	21	187.68	0.2444
20	356	6449	R.QUEGUAY CHICO	164000	1343	400	5	800	15	0	0	144.90	0.6309
21	294	6396	A.NEGRO	171000	1206	900	10	1500	20	0	0	164.92	0.7370
22	306	6395	A.NEGRO	171010	750	350	8	1300	18	0	0	12.10	1.6181
23	280	6407	A.NEGRO	171100	2000	200	2	1200	12	0	0	100.00	1.0000
24	287	6406	A.NEGRO	171110	1950	500	7	950	17	1550	27	98.59	0.8228
25	511	6509	R.TACUAREMBO	181010	2077	400	3	750	13	1650	23	184.31	0.6428
26	524	6444	R.TACUAREMBO	181020	11220	200	1	600	6	0	0	200.00	0.6131
27	533	6422	R.TACUAREMBO	181030	16000	1500	10	1700	20	0	0	989.74	0.1806
28	526	6541	A.CUNAPIRU	181100	1072	300	2	1100	12	1900	22	175.00	0.7596
29	520	6507	A.CUNAPIRU	181110	2100	250	5	450	15	750	25	83.75	0.6591
30	533	6507	A.CORRALES	181200	1000	100	1	250	11	450	21	96.64	0.4636
31	501	6479	A.TACUAREMBO CH.	181400	1439	2500	5	3600	15	0	0	1465.4	0.3319
32	510	6465	A.TACUAREMBO CH.	181410	3372	300	5	500	10	600	15	108.60	0.6423
33	508	6468	A.TACUAREMBO CH.	181411	2700	200	5	500	15	750	25	53.31	0.8233
34	570	6489	A.YAGUARI	181500	972	100	3	300	13	450	23	44.45	0.7406
35	540	6457	A.YAGUARI	181510	2412	500	4	2000	14	0	0	107.83	1.1066
36	567	6489	A.YAGUARI	181511	1070	300	5	550	15	800	25	112.72	0.6002
37	564	6484	A.YAGUARI	181512	1400	200	7	350	17	700	27	33.49	0.8883
38	573	6443	A.CARAGUATA	181600	928	2150	10	0	0	0	0	356.81	0.7800
39	555	6432	A.CARAGUATA	181610	1576	2000	5	2300	15	2500	25	1600.6	0.1368
40	616	6494	A.DEL HOSPITAL	182100	750	1700	5	3400	15	0	0	615.81	0.6309
41	596	6404	A.TUPAMBAE	182300	1085	700	3	1500	13	2400	23	358.94	0.5880
42	545	6361	A.DEL CORDOBES	182410	784	300	3	400	13	550	23	215.48	0.2775
43	546	6394	A.DEL CORDOBES	182420	2002	800	10	1100	20	0	0	277.75	0.4594
44	500	6421	A.MALO	183200	1550	300	5	450	10	500	15	141.83	0.4779
45	424	6387	A.SALSIPUEDES	185100	1516	500	5	650	15	1800	25	141.51	0.7072
46	530	6318	RIO YI	186000	1211	300	5	700	15	1050	25	85.73	0.7772
47	510	6308	RIO YI	186010	2268	500	1	1300	11	0	0	500.00	0.3985
48	496	6304	RIO YI	186020	3218	800	10	1600	20	0	0	80.00	1.0000
49	468	6295	RIO YI	186030	5703	1100	10	1300	20	0	0	631.52	0.2410
50	484	6303	R.YI	186031	4900	600	10	1200	20	0	0	60.00	1.0000
51	401	6325	R.YI	186040	10000	600	12	1200	22	0	0	35.00	1.1436

Tabla III.1.3 (A) Parámetros de la función Altura-Longitud del dique.

No	X	Y	Cuenca	Codigo	Area	LP1 (Km^2)	N1	LP2 (m)	N2	LP3 (m)	N3	A (m)	B
52	410	6319	R.YI	186050	11000	250	3	400	13	1100	23	110.64	0.6467
53	508	6288	A.MANSAVILLAGRA	186400	1000	1300	10	0	0	0	0	215.75	0.7800
54	517	6280	A.MANSAVILLAGRA	186410	750	650	10	1600	20	0	0	32.61	1.2996
55	479	6295	A.TIMOTE	186500	786	500	5	850	15	0	0	229.81	0.4830
56	456	6317	A.TOMAS CUADRA	186700	825	150	3	600	13	1250	23	47.62	1.0220
57	430	6294	A.MACIEL	186800	1000	850	5	1400	15	0	0	409.21	0.4542
58	423	6308	A.MACIEL	186810	1596	750	10	2100	20	0	0	24.53	1.4854
59	362	6296	A.GRANDE	187020	1450	450	3	800	13	0	0	292.41	0.3924
60	366	6324	A.GRANDE	187030	3114	250	10	450	20	750	30	25.31	0.9836
61	356	6299	A.DEL PERDIDO	187100	900	150	2	800	12	3100	22	60.06	1.1881
62	350	6361	A.GRANDE	188020	2143	1200	10	1600	20	0	0	461.47	0.4150
63	360	6376	A.GRANDE	188021	1700	900	5	1150	15	0	0	628.48	0.2231
64	365	6385	A.AVERIAS GRANDE	188100	789	400	6	650	16	1400	26	88.16	0.8022
65	521	6517	A.CUNAPIRU	188111	1950	100	2	300	12	400	22	67.27	0.5861
66	338	6354	A.DON ESTEBAN	189100	1000	300	5	600	15	900	25	100.17	0.6744
67	295	6270	R.SAN SALVADOR	191000	1359	250	7	850	27	0	0	42.84	0.9065
68	300	6264	R.SAN SALVADOR	191001	800	350	5	800	15	0	0	104.26	0.7525
69	285	6280	R.SAN SALVADOR	191010	2137	800	13	0	0	0	0	108.20	0.7800
70	304	6211	R.SAN JUAN	210000	1425	500	5	700	15	0	0	305.42	0.3063
71	361	6204	R.ROSARIO	220000	1092	100	2	600	12	1100	22	50.00	1.0000
72	360	6194	R. ROSARIO	220100	1769	2400	5	3600	15	0	0	1325.1	0.3691
73	532	6209	R.SANTA LUCIA	230000	1100	150	5	1700	15	0	0	4.28	2.2098
74	520	6216	R.SANTA LUCIA	230100	1682	1300	5	0	0	0	0	370.46	0.7800
75	511	6215	R.SANTA LUCIA	230200	2550	300	5	1200	15	0	0	39.37	1.2619
76	476	6208	R.SANTA LUCIA	230300	3824	900	9	0	0	0	0	162.16	0.7800
77	468	6201	R.SANTA LUCIA	230400	4400	1650	5	3200	15	0	0	625.26	0.6029
78	408	6229	R.SAN JOSE	238000	1441	600	11	1200	21	0	0	45.90	1.0719
79	405	6236	R.SAN JOSE	238020	1100	100	4	400	14	700	24	22.19	1.0897
80	414	6207	R.SAN JOSE	238100	2296	350	5	800	15	0	0	104.26	0.7525
81	429	6180	R.SAN JOSE	238200	3440	1400	6	0	0	0	0	346.07	0.7800
82	530	6164	A.SOLIS	250000	1136	1200	5	1800	15	0	0	662.54	0.3691
83	584	6155	A.SAN CARLOS	261000	802	250	10	900	15	0	0	0.17	3.1592
84	661	6400	R.TACUARI	320000	1285	150	5	300	15	450	25	50.09	0.6744
85	669	6387	R.TACUARI	320100	2321	100	1	500	11	1100	21	96.50	0.7559
86	680	6374	R.TACUARI	320200	3072	100	3	1000	8	1200	13	16.05	1.7894
87	602	6325	R.OLIMAR	340000	1261	800	9	1600	19	0	0	104.21	0.9276
88	606	6325	R.OLIMAR	340100	2020	150	1	250	11	350	21	147.04	0.2605
89	622	6324	R.OLIMAR GRANDE	340200	3466	1200	9	0	0	0	0	216.21	0.7800
90	601	6313	R.OLIMAR CH.	340220	1000	100	1	300	11	450	21	98.91	0.4843
91	598	6313	R.OLIMAR CHICO	341000	959	200	5	500	15	1050	25	38.35	0.9991
92	630	6335	A.YERBAL GRANDE	343000	862	900	3	1150	13	0	0	749.00	0.1672
93	583	6271	R.CEBOLLATI	350000	1200	400	11	800	21	0	0	30.60	1.0719
94	586	6262	R.CEBOLLATI	350100	2400	100	2	1200	12	1650	22	45.66	1.2187
95	606	6262	R.CEBOLLATI	350200	2430	400	8	1850	18	0	0	7.88	1.8885
96	597	6220	A.DEL AIGUA	352000	724	350	3	700	13	750	25	238.56	0.3785
97	616	6242	A.DEL AIGUA	352100	1784	500	1	1500	11	0	0	500.00	0.4582
98	600	6229	A.DEL AIGUA	352110	1280	600	5	900	15	1500	25	241.62	0.5375
99	607	6232	A.DEL AIGUA	352120	1480	750	5	1000	15	0	0	492.07	0.2619
100	573	6256	A.BARRIGA NEGRA	353000	773	200	7	500	17	600	27	40.48	0.8430
101	669	6364	A.DEL PARAO	355000	753	1500	5	1800	15	0	0	1148.4	0.1660

Tabla III.1.3 (B) Parámetros de la función Altura-Longitud del dique.

III.1.1 Clasificación de los principales sitios.

Se ordenan las cuencas según un coeficiente que es proporcional al volumen de terraplen necesario para generar una unidad de potencia, teniendo en cuenta que el costo principal es la obra civil, ésta es una buena aproximación al costo por KW.

$$V = a * L * H^2, \qquad W = b * H * Q, \qquad Q = c * Area,$$

$$V / W = d * L * H / Area$$

donde:
- V = volumen del terraplen
- W = potencia
- H = altura del dique
- L = longitud del dique
- Area= área de la cuenca
- a, b, c, d = constantes

Dado que se están comparando diques para cuencas de diferentes tamaños, se buscará ordenar los sitios para diferentes rangos de altura del dique, seleccionados según el área de la cuenca, dado que a mayor cuenca es necesario mayor embalse (mayor altura del dique).

La regulación se define como la relación entre el caudal medio que puede entregar el embalse y el caudal medio de aportes al embalse, calculado en la serie histórica.

$$r = Q_{turb} / Q_{mensual\ aportado}$$

El volumen de embalse necesario para disponer de una determinada regulación depende del tamaño de la cuenca y se puede expresar como el número de meses de caudal medio histórico que se puede embalsar.

$N = Vemb / Pme / Area$

donde: N = Número de meses a embalsar

V_{emb} = Volumen a embalsar

P_{me} = Precipitación media mensual efectiva

Calculando N para diferentes regulaciones se observó que la función potencial es la más adecuada, utilizándose la siguiente expresión:

$$r = e * N^{a}$$

A su vez el volumen de embalse es función de la altura del dique:

$$V_{emb} = f * H^{\beta}$$

siendo e, f, a y ß constantes.

Por lo tanto $r = g * (H^{\beta}/Area)^{a}$

donde ß = 3. Se considera que es el exponente más representativo del volumen de embalse

g = constante

Para una misma regulación las alturas de embalse de dos cuencas de áreas diferentes se relacionan de la siguiente manera:

$$H_2 = H_1 * (Area_2/Area_1)^{1/3}$$

donde H_1 y H_2 son las alturas de regulación de las $Area_1$ y $Area_2$ respectivamente

Si se considera que para regular el caudal de un área de 750 Km^2 se necesita una altura de 10 m, se pueden dividir las cuencas en cuatro grupos, ordenándose los sitios según el coeficiente correspondiente a su altura

1) < 1500 Km^2 H= 10 m (Tabla III.1.4)
2) 1500-4000 Km^2 H= 15 m. (Tabla III.1.5)
3) 4000-9000 Km^2 H= 20 m. (Tabla III.1.6)
4) > 9000 Km^2 H= 25 m. (Tabla III.1.7)

En los grupos 1, 3 y 4, las potencias alcanzadas estarían fuera del rango de pequeñas centrales hidroeléctricas. En el grupo 1 se podría estudiar la posibilidad de producir un salto mayor.

Para determinar el caudal se supone que se tiene un coeficiente de escorrentía anual igual a 30% y una precipitación media anual de 1070 mm, que en función del área se expresa de la siguiente manera:

$$Q(m^3/s) = 0.01 * A(Km^2)$$

En el cálculo de la potencia en todos los casos se considera un rendimiento total del 80 %.

Por último se toman todos los sitios considerados y se ordenan según el coeficiente, quedando una clasificación preliminar de los sitios más favorables (Tabla III.8), y se ubican en un mapa del Uruguay los primeros 46 puntos.
(Figs. III.1.1, III.1.2, III.1.3, III.1.4)

No	X	Y	Cuenca	Codigo	Area (Km^2)	A	B	H (m)	L (m)	POT (KW)	COEF
1	661	6400	R.TACUARI	320000	1285	50.09	0.6744	10	237	1007	1.84
2	564	6484	A.YAGUARI	181512	1400	33.49	0.8883	10	259	1098	1.85
3	405	6236	R.SAN JOSE	238020	1100	22.19	1.0897	10	273	862	2.48
4	570	6489	A.YAGUARI	181500	972	44.45	0.7406	10	245	762	2.52
5	295	6270	R.SAN SALVADOR	191000	1359	42.84	0.9065	10	345	1065	2.54
6	533	6507	A.CORRALES	181200	1000	96.64	0.4636	10	281	784	2.81
7	583	6271	R.CEBOLLATI	350000	1200	30.60	1.0719	10	361	941	3.01
8	601	6313	R.OLIMAR CH.	340220	1000	98.91	0.4843	10	302	784	3.02
9	584	6155	A.SAN CARLOS	261000	802	0.17	3.1592	10	245	629	3.05
10	573	6256	A.BARRIGA NEGRA	353000	773	40.48	0.8430	10	282	606	3.65
11	408	6229	R.SAN JOSE	238000	1441	45.90	1.0719	10	542	1130	3.76
12	598	6313	R.OLIMAR CHICO	341000	959	38.35	0.9991	10	383	752	3.99
13	567	6489	A.YAGUARI	181511	1070	112.72	0.6002	10	449	839	4.20
14	530	6318	RIO YI	186000	1211	85.73	0.7772	10	513	949	4.24
15	304	6211	R.SAN JUAN	210000	1425	305.42	0.3063	10	618	1117	4.34
16	361	6204	R.ROSARIO	220000	1092	50.00	1.0000	10	500	856	4.58
17	356	6449	R.QUEGUAY CHICO	164000	1343	144.90	0.6309	10	619	1053	4.61
18	338	6354	A.DON ESTEBAN	189100	1000	100.17	0.6744	10	473	784	4.73
19	362	6296	A.GRANDE	187020	1450	292.41	0.3924	10	722	1137	4.98
20	545	6361	A.DEL CORDOBES	182410	784	215.48	0.2775	10	408	615	5.20
21	345	6497	R.DAYMAN	152000	1211	163.01	0.6309	10	697	949	5.76
22	290	6480	A.GUAVIYU	153000	780	23.16	1.2966	10	458	612	5.87
23	456	6317	A.TOMAS CUADRA	186700	825	47.62	1.0220	10	501	647	6.07
24	607	6232	A.DEL AIGUA	352120	1480	492.07	0.2619	10	899	1160	6.07
25	532	6209	R.SANTA LUCIA	230000	1100	4.28	2.2098	10	694	862	6.31
26	600	6229	A.DEL AIGUA	352110	1280	241.62	0.5375	10	833	1004	6.51
27	306	6395	A.NEGRO	171010	750	12.10	1.6181	10	502	588	6.69
28	602	6325	R.OLIMAR	340000	1261	104.21	0.9276	10	882	989	6.99
29	365	6385	A.AVERIAS GRANDE	188100	789	88.16	0.8022	10	559	619	7.08
30	300	6264	R.SAN SALVADOR	191001	800	104.26	0.7525	10	590	627	7.38
31	294	6396	A.NEGRO	171000	1206	164.92	0.7370	10	900	946	7.46
32	597	6220	A.DEL AIGUA	352000	724	238.56	0.3785	10	570	568	7.87
33	517	6280	A.MANSAVILLAGRA	186410	750	32.61	1.2996	10	650	588	8.67
34	479	6295	A.TIMOTE	186500	786	229.81	0.4830	10	699	616	8.89
35	526	6541	A.CUNAPIRU	181100	1072	175.00	0.7596	10	1006	840	9.38
36	356	6299	A.DEL PERDIDO	187100	900	60.06	1.1881	10	926	706	10.29
37	430	6294	A.MACIEL	186800	1000	409.21	0.4542	10	1165	784	11.65
38	630	6335	A.YERBAL GRANDE	343000	862	749.00	0.1672	10	1101	676	12.77
39	596	6404	A.TUPAMBAE	182300	1085	358.94	0.5880	10	1390	851	12.81
40	373	6649	A.TRES CRUCES GRANDE	122000	1402	126.84	1.1520	10	1800	1099	12.84
41	508	6288	A.MANSAVILLAGRA	186400	1000	215.75	0.7800	10	1300	784	13.00
42	530	6164	A.SOLIS	250000	1136	662.54	0.3691	10	1550	891	13.64
43	400	6636	A.TRES CRUCES GRANDE	122010	900	576.84	0.4150	10	1500	706	16.67
44	353	6642	A.YUCUTUJA	124000	911	412.11	0.6100	10	1679	714	18.43
45	501	6479	A.TACUAREMBO CH.	181400	1439	1465.4	0.3319	10	3147	1128	21.87
46	669	6364	A.DEL PARAO	355000	753	1148.4	0.1660	10	1683	590	22.35
47	573	6443	A.CARAGUATA	181600	928	356.81	0.7800	10	2150	728	23.17
48	317	6597	A.YACUY	131000	911	658.97	0.5574	10	2378	714	26.10
49	616	6494	A.DEL HOSPITAL	182100	750	615.81	0.6309	10	2632	588	35.09

Tabla III.1.4 Cuencas de área menor de 1500 km^2

No	X	Y	Cuenca	Codigo	Area (Km^2)	A	B	H (m)	L (m)	POT (KW)	COEF
1	366	6324	A.GRANDE	187030	3114	25.31	0.9836	15	363	3662	1.75
2	606	6325	R.OLIMAR	340100	2020	147.04	0.2605	15	298	2376	2.21
3	521	6517	A.CUNAPIRU	188111	1950	67.27	0.5861	15	329	2293	2.53
4	510	6465	A.TACUAREMBO CH.	181410	3372	108.60	0.6423	15	618	3965	2.75
5	508	6468	A.TACUAREMBO CH.	181411	2700	53.31	0.8233	15	496	3175	2.76
6	520	6507	A.CUNAPIRU	181110	2100	83.75	0.6591	15	499	2470	3.56
7	669	6387	R.TACUARI	320100	2321	96.50	0.7559	15	747	2729	4.83
8	500	6421	A.MALO	183200	1550	141.83	0.4779	15	517	1823	5.00
9	414	6207	R.SAN JOSE	238100	2296	104.26	0.7525	15	800	2700	5.23
10	476	6208	R.SANTA LUCIA	230300	3824	162.16	0.7800	15	1341	4497	5.26
11	312	6513	R.DAYMAN	152210	2500	82.38	0.8819	15	897	2940	5.38
12	496	6304	RIO YI	186020	3218	80.00	1.0000	15	1200	3784	5.59
13	285	6280	R.SAN SALVADOR	191010	2137	108.20	0.7800	15	894	2513	6.28
14	287	6406	A.NEGRO	171110	1950	98.59	0.8228	15	915	2293	7.04
15	511	6215	R.SANTA LUCIA	230200	2550	39.37	1.2619	15	1200	2999	7.06
16	546	6394	A.DEL CORDOBES	182420	2002	277.75	0.4594	15	964	2354	7.22
17	318	6507	R.DAYMAN	152100	2303	50.00	1.1461	15	1114	2708	7.26
18	511	6509	R.TACUAREMBO	181010	2077	184.31	0.6428	15	1051	2443	7.59
19	622	6324	R.OLIMAR GRANDE	340200	3466	216.21	0.7800	15	1787	4076	7.73
20	586	6262	R.CEBOLLATI	350100	2400	45.66	1.2187	15	1238	2822	7.74
21	340	6575	R.ARAPEY CHICO	146200	2258	441.69	0.3691	15	1200	2655	7.97
22	606	6262	R.CEBOLLATI	350200	2430	7.88	1.8885	15	1311	2858	8.09
23	308	6517	R.DAYMAN	152200	3015	62.86	1.2016	15	1628	3546	8.10
24	424	6387	A.SALSIPUEDES	185100	1516	141.51	0.7072	15	961	1783	9.51
25	510	6308	RIO YI	186010	2268	500.00	0.3985	15	1471	2667	9.73
26	350	6361	A.GRANDE	188020	2143	461.47	0.4150	15	1420	2520	9.94
27	680	6374	R.TACUARI	320200	3072	16.05	1.7894	15	2042	3613	9.97
28	360	6376	A.GRANDE	188021	1700	628.48	0.2231	15	1150	1999	10.15
29	280	6407	A.NEGRO	171100	2000	100.00	1.0000	15	1500	2352	11.25
30	429	6180	R.SAN JOSE	238200	3440	346.07	0.7800	15	2861	4045	12.48
31	423	6308	A.MACIEL	186810	1596	24.53	1.4854	15	1370	1877	12.88
32	540	6457	A.YAGUARI	181510	2412	107.83	1.1066	15	2159	2837	13.43
33	616	6242	A.DEL AIGUA	352100	1784	500.00	0.4582	15	1729	2098	14.54
34	555	6432	A.CARAGUATA	181610	1576	1600.6	0.1368	15	2318	1853	22.06
35	520	6216	R.SANTA LUCIA	230100	1682	370.46	0.7800	15	3063	1978	27.32
36	365	6441	A.CUARO GRANDE	123200	2056	106.91	1.3303	15	3923	2418	28.62
37	360	6194	R. ROSARIO	220100	1769	1325.1	0.3691	15	3600	2080	30.53

Tabla III.1.5 Cuencas de 1500 a 4000 km^2

No	X	Y	Cuenca	Codigo	Area (Km^2)	A	B	H (m)	L (m)	POT (KW)	COEF
1	295	6450	R.QUEGUAY GDE.	160600	7900	187.68	0.2444	20	390	12387	0.99
2	302	6445	R.QUEGUAY GDE.	160500	7700	12.60	1.2756	20	575	12074	1.49
3	308	6442	R.QUEGUAY GDE.	160400	7200	30.40	1.0371	20	679	11290	1.89
4	342	6570	R.ARAPEY GRANDE	140520	8600	55.32	0.9372	20	917	13485	2.13
5	353	6562	R.ARAPEY GRANDE	140510	8400	3.34	1.9549	20	1167	13171	2.78
6	318	6440	R.QUEGUAY GRANDE	160300	6757	259.78	0.5094	20	1195	10595	3.54
7	468	6295	RIO YI	186030	5703	631.52	0.2410	20	1300	8942	4.56
8	484	6303	R.YI	186031	4900	60.00	1.0000	20	1200	7683	4.90
9	329	6439	R.QUEGUAY	160310	6200	220.51	0.7314	20	1972	9722	6.36
10	336	6570	R.ARAPEY GRANDE	140600	8981	65.61	1.2619	20	2876	14082	6.40
11	468	6201	R.SANTA LUCIA	230400	4400	625.26	0.6029	20	3806	6899	17.30

Tabla III.1.6 Cuencas de 4000 a 9000 km^2

No	X	Y	Cuenca	Codigo	Area (Km^2)	A	B	H (m)	L (m)	POT (KW)	COEF
1	410	6319	R.YI	186050	11000	110.64	0.6467	25	887	21560	2.02
2	533	6422	R.TACUAREMBO	181030	16000	989.74	0.1806	25	1770	31360	2.77
3	524	6444	R.TACUAREMBO	181020	11220	200.00	0.6131	25	1439	21991	3.21
4	401	6325	R.YI	186040	10000	35.00	1.1436	25	1389	19600	3.47

Tabla III.1.7 Cuencas mayores de 9000 km^2

No	X	Y	Cuenca	Codigo	Area (Km^2)	H (m)	L (m)	POT (KW)	COEF
1	295	6450	R.QUEGUAY GDE.	160600	7900	20	390	12387	0.99
2	302	6445	R.QUEGUAY GDE.	160500	7700	20	575	12074	1.49
3	366	6324	A.GRANDE	187030	3114	15	363	3662	1.75
4	661	6400	R.TACUARI	320000	1285	10	237	1007	1.84
5	564	6484	A.YAGUARI	181512	1400	10	259	1098	1.85
6	308	6442	R.QUEGUAY GDE.	160400	7200	20	679	11290	1.89
7	410	6319	R.YI	186050	11000	25	887	21560	2.02
8	342	6570	R.ARAPEY GRANDE	140520	8600	20	917	13485	2.13
9	606	6325	R.OLIMAR	340100	2020	15	298	2376	2.21
10	405	6236	R.SAN JOSE	238020	1100	10	273	862	2.48
11	570	6489	A.YAGUARI	181500	972	10	245	762	2.52
12	521	6517	A.CUNAPIRU	188111	1950	15	329	2293	2.53
13	295	6270	R.SAN SALVADOR	191000	1359	10	345	1065	2.54
14	510	6465	A.TACUAREMBO CH.	181410	3372	15	618	3965	2.75
15	508	6468	A.TACUAREMBO CH.	181411	2700	15	496	3175	2.76
16	533	6422	R.TACUAREMBO	181030	16000	25	1770	31360	2.77
17	353	6562	R.ARAPEY GRANDE	140510	8400	20	1167	13171	2.78
18	533	6507	A.CORRALES	181200	1000	10	281	784	2.81
19	583	6271	R.CEBOLLATI	350000	1200	10	361	941	3.01
20	601	6313	R.OLIMAR CH.	340220	1000	10	302	784	3.02
21	584	6155	A.SAN CARLOS	261000	802	10	245	629	3.05
22	524	6444	R.TACUAREMBO	181020	11220	25	1439	21991	3.21
23	401	6325	R.YI	186040	10000	25	1389	19600	3.47
24	318	6440	R.QUEGUAY GRANDE	160300	6757	20	1195	10595	3.54
25	520	6507	A.CUNAPIRU	181110	2100	15	499	2470	3.56
26	573	6256	A.BARRIGA NEGRA	353000	773	10	282	606	3.65
27	408	6229	R.SAN JOSE	238000	1441	10	542	1130	3.76
28	598	6313	R.OLIMAR CHICO	341000	959	10	383	752	3.99
29	567	6489	A.YAGUARI	181511	1070	10	449	839	4.20
30	530	6318	RIO YI	186000	1211	10	513	949	4.24
31	304	6211	R.SAN JUAN	210000	1425	10	618	1117	4.34
32	468	6295	RIO YI	186030	5703	20	1300	8942	4.56
33	361	6204	R.ROSARIO	220000	1092	10	500	856	4.58
34	356	6449	R.QUEGUAY CHICO	164000	1343	10	619	1053	4.61
35	338	6354	A.DON ESTEBAN	189100	1000	10	473	784	4.73
36	669	6387	R.TACUARI	320100	2321	15	747	2729	4.83
37	484	6303	R.YI	186031	4900	20	1200	7683	4.90
38	362	6296	A.GRANDE	187020	1450	10	722	1137	4.98
39	500	6421	A.MALO	183200	1550	15	517	1823	5.00
40	545	6361	A.DEL CORDOBES	182410	784	10	408	615	5.20
41	414	6207	R.SAN JOSE	238100	2296	15	800	2700	5.23
42	476	6208	R.SANTA LUCIA	230300	3824	15	1341	4497	5.26
43	312	6513	R.DAYMAN	152210	2500	15	897	2940	5.38
44	496	6304	RIO YI	186020	3218	15	1200	3784	5.59
45	345	6497	R.DAYMAN	152000	1211	10	697	949	5.76
46	290	6480	A.GUAVIYU	153000	780	10	458	612	5.87
47	607	6232	A.DEL AIGUA	352120	1480	10	899	1160	6.07
48	456	6317	A.TOMAS CUADRA	186700	825	10	501	647	6.07
49	285	6280	R.SAN SALVADOR	191010	2137	15	894	2513	6.28
50	532	6209	R.SANTA LUCIA	230000	1100	10	694	862	6.31

Tabla III.1.8 (A).

No	X	Y	Cuenca	Codigo	Area (Km^2)	H (m)	L (m)	POT (KW)	COEF
51	329	6439	R.QUEGUAY	160310	6200	20	1972	9722	6.36
52	336	6570	R.ARAPEY GRANDE	140600	8981	20	2876	14082	6.40
53	600	6229	A.DEL AIGUA	352110	1280	10	833	1004	6.51
54	306	6395	A.NEGRO	171010	750	10	502	588	6.69
55	602	6325	R.OLIMAR	340000	1261	10	882	989	6.99
56	287	6406	A.NEGRO	171110	1950	15	915	2293	7.04
57	511	6215	R.SANTA LUCIA	230200	2550	15	1200	2999	7.06
58	365	6385	A.AVERIAS GRANDE	188100	789	10	559	619	7.08
59	546	6394	A.DEL CORDOBES	182420	2002	15	964	2354	7.22
60	318	6507	R.DAYMAN	152100	2303	15	1114	2708	7.26
61	300	6264	R.SAN SALVADOR	191001	800	10	590	627	7.38
62	294	6396	A.NEGRO	171000	1206	10	900	946	7.46
63	511	6509	R.TACUAREMBO	181010	2077	15	1051	2443	7.59
64	622	6324	R.OLIMAR GRANDE	340200	3466	15	1787	4076	7.73
65	586	6262	R.CEBOLLATI	350100	2400	15	1238	2822	7.74
66	597	6220	A.DEL AIGUA	352000	724	10	570	568	7.87
67	340	6575	R.ARAPEY CHICO	146200	2258	15	1200	2655	7.97
68	606	6262	R.CEBOLLATI	350200	2430	15	1311	2858	8.09
69	308	6517	R.DAYMAN	152200	3015	15	1628	3546	8.10
70	517	6280	A.MANSAVILLAGRA	186410	750	10	650	588	8.67
71	479	6295	A.TIMOTE	186500	786	10	699	616	8.89
72	526	6541	A.CUNAPIRU	181100	1072	10	1006	840	9.38
73	424	6387	A.SALSIPUEDES	185100	1516	15	961	1783	9.51
74	510	6308	RIO YI	186010	2268	15	1471	2667	9.73
75	350	6361	A.GRANDE	188020	2143	15	1420	2520	9.94
76	680	6374	R.TACUARI	320200	3072	15	2042	3613	9.97
77	360	6376	A.GRANDE	188021	1700	15	1150	1999	10.15
78	356	6299	A.DEL PERDIDO	187100	900	10	926	706	10.29
79	280	6407	A.NEGRO	171100	2000	15	1500	2352	11.25
80	430	6294	A.MACIEL	186800	1000	10	1165	784	11.65
81	429	6180	R.SAN JOSE	238200	3440	15	2861	4045	12.48
82	630	6335	A.YERBAL GRANDE	343000	862	10	1101	676	12.77
83	596	6404	A.TUPAMBAE	182300	1085	10	1390	851	12.81
84	373	6649	A.TRES CRUCES GRANDE	122000	1402	10	1800	1099	12.84
85	423	6308	A.MACIEL	186810	1596	15	1370	1877	12.88
86	508	6288	A.MANSAVILLAGRA	186400	1000	10	1300	784	13.00
87	540	6457	A.YAGUARI	181510	2412	15	2159	2837	13.43
88	530	6164	A.SOLIS	250000	1136	10	1550	891	13.64
89	616	6242	A.DEL AIGUA	352100	1784	15	1729	2098	14.54
90	400	6636	A.TRES CRUCES GRANDE	122010	900	10	1500	706	16.67
91	468	6201	R.SANTA LUCIA	230400	4400	20	3806	6899	17.30
92	353	6642	A.YUCUTUJA	124000	911	10	1679	714	18.43
93	501	6479	A.TACUAREMBO CH.	181400	1439	10	3147	1128	21.87
94	555	6432	A.CARAGUATA	181610	1576	15	2318	1853	22.06
95	669	6364	A.DEL PARAO	355000	753	10	1683	590	22.35
96	573	6443	A.CARAGUATA	181600	928	10	2150	728	23.17
97	317	6597	A.YACUY	131000	911	10	2378	714	26.10
98	520	6216	R.SANTA LUCIA	230100	1682	15	3063	1978	27.32
99	365	6441	A.CUARO GRANDE	123200	2056	15	3923	2418	28.62
100	360	6194	R. ROSARIO	220100	1769	15	3600	2080	30.53
101	616	6494	A.DEL HOSPITAL	182100	750	10	2632	588	35.09

Tabla III.1.8 (B).

III.1.2 Clasificación segun las dimensiones de los cierres.

Dada la importancia económica de las obras civiles de los cierres en los pequeños aprovechamientos, se ordenaron y clasificaron los diferentes sitios segun la altura de cierre y la longitud del mismo.

Se amplió el rango de alturas a 3 y 5 m posibilitando una evaluación de la utilización en dichos cierres de aprovechamientos a " Pelo de agua ", pero los valores más significativos están entre 5 m y 15 m donde los errores de extrapolación se hacen sentir menos que en los extremos inferior y superior de alturas de cierre (3 m y 20 m).

Se realizó una clasificación de manera simple tomando aquellos puntos donde el largo de cierre no supere longitudes arbitrariamente establecidas para 3, 5, 10, 15 y 20 m de altura de cierre.

La categoría de un cierre se determina contando los tramos en los cuales su largo está debajo de la cota establecida, quedando así definidas las categorías de I a V según cumpla esto de 1 a 5 tramos establecidos.

Las siguientes cotas definen cada tramo para valores menores o iguales las mismas:

- 3 m: 100 m
- 5 m: 200 m
- 10 m: 300 m
- 15 m: 400 m
- 20 m: 500 m

De esta manera se detectan y clasifican así un número de cierres de cuencas más interesantes en cuanto serían aquellos donde las obras de cierre civiles, serían las

menores comparados con otros cierres, independientemente, como se subrayaba, del área de la cuenca y del caudal, que son los que determinan esencialmente la potencia que puede extraerse.

La cantidad de casos por categoría sería (Tabla III.1.9):

Cat.	I:	3
Cat.	II:	6
Cat.	III:	5
Cat.	IV:	3
Cat.	V:	3
Total:		20 lugares.

Tomando las categorías V, IV y III y clasificando por la magnitud de longitud de cierre, se tiene una lista de once sitios más significativos en cuanto menor entidad de las obras civiles. (Tabla III.1.10)

	No	X	Y	Cuenca	Codigo	3 m	5 m	10 m	15 m	20 m	CATEG.
	1	373	6649	A.TRES CRUCES GRANDE	122000	450	810	1800	2872	4000	
	2	400	6636	A.TRES CRUCES GRANDE	122010	910	1125	1500	1775	2000	
	3	365	6441	A.CUARO GRANDE	123200	461	910	2287	3923	5751	
	4	353	6642	A.YUCUTUJA	124000	805	1100	1679	2150	2562	
	5	317	6597	A.YACUY	131000	1216	1616	2378	2981	3500	
*	6	353	6562	R.ARAPEY GRANDE	140510	29	78	301	665	1167	III
	7	342	6570	R.ARAPEY GRANDE	140520	155	250	479	700	917	
	8	336	6570	R.ARAPEY GRANDE	140600	262	500	1199	2000	2876	
	9	340	6575	R.ARAPEY CHICO	146200	663	800	1033	1200	1335	
	10	345	6497	R.DAYMAN	152000	326	450	697	900	1079	
	11	318	6507	R.DAYMAN	152100	176	316	700	1114	1549	
	12	308	6517	R.DAYMAN	152200	235	435	1000	1628	2300	
	13	312	6513	R.DAYMAN	152210	217	341	628	897	1157	
	14	290	6480	A.GUAVIYU	153000	96	187	458	776	1126	II
	15	318	6440	R.QUEGUAY GRANDE	160300	455	590	839	1032	1195	
	16	329	6439	R.QUEGUAY	160310	492	716	1188	1598	1972	
	17	308	6442	R.QUEGUAY GDE.	160400	95	161	331	504	679	II
*	18	302	6445	R.QUEGUAY GDE.	160500	51	98	238	399	575	IV
	19	295	6450	R.QUEGUAY GDE.	160600	245	278	329	364	390	II
	20	356	6449	R.QUEGUAY CHICO	164000	290	400	619	800	959	
	21	294	6396	A.NEGRO	171000	371	540	900	1214	1500	
	22	306	6395	A.NEGRO	171010	72	164	502	968	1542	II
	23	280	6407	A.NEGRO	171100	300	500	1000	1500	2000	
	24	287	6406	A.NEGRO	171110	243	371	656	915	1160	
	25	511	6509	R.TACUAREMBO	181010	373	519	810	1051	1264	
	26	524	6444	R.TACUAREMBO	181020	392	536	821	1052	1255	
	27	533	6422	R.TACUAREMBO	181030	1207	1324	1500	1614	1700	
	28	526	6541	A.CUNAPIRU	181100	403	594	1006	1369	1703	
	29	520	6507	A.CUNAPIRU	181110	173	242	382	499	603	
*	30	533	6507	A.CORRALES	181200	161	204	281	339	388	III
	31	501	6479	A.TACUAREMBO CH.	181400	2110	2500	3147	3600	3961	
	32	510	6465	A.TACUAREMBO CH.	181410	220	305	477	618	744	
	33	508	6468	A.TACUAREMBO CH.	181411	132	201	355	496	628	
*	34	570	6489	A.YAGUARI	181500	100	146	245	330	409	V
	35	540	6457	A.YAGUARI	181510	364	640	1378	2159	2968	
	36	567	6489	A.YAGUARI	181511	218	296	449	573	681	
*	37	564	6484	A.YAGUARI	181512	89	140	259	371	479	V
	38	573	6443	A.CARAGUATA	181600	841	1252	2150	2950	3692	
	39	555	6432	A.CARAGUATA	181610	1860	1995	2193	2318	2411	
	40	616	6494	A.DEL HOSPITAL	182100	1232	1700	2632	3400	4076	
	41	596	6404	A.TUPAMBAE	182300	685	925	1390	1764	2089	
	42	545	6361	A.DEL CORDOBES	182410	292	337	408	457	495	I
	43	546	6394	A.DEL CORDOBES	182420	460	582	800	964	1100	
	44	500	6421	A.MALO	183200	240	306	426	517	594	
	45	424	6387	A.SALSIPUEDES	185100	308	442	721	961	1177	
	46	530	6318	RIO YI	186000	201	299	513	703	880	
	47	510	6308	RIO YI	186010	775	950	1252	1471	1650	
	48	496	6304	RIO YI	186020	240	400	800	1200	1600	
	49	468	6295	RIO YI	186030	823	931	1100	1213	1300	
	50	484	6303	R.YI	186031	180	300	600	900	1200	
	51	401	6325	R.YI	186040	123	221	487	775	1076	

Tabla III.1.9 (A)

No	X	Y	Cuenca	Codigo	3 m	5 m	10 m	15 m	20 m	CATEG.
52	410	6319	R.YI	186050	225	313	490	638	768	
53	508	6288	A.MANSAVILLAGRA	186400	508	757	1300	1784	2232	
54	517	6280	A.MANSAVILLAGRA	186410	136	264	650	1101	1600	
55	479	6295	A.TIMOTE	186500	391	500	699	850	977	
56	456	6317	A.TOMAS CUADRA	186700	146	247	501	758	1017	
57	430	6294	A.MACIEL	186800	674	850	1165	1400	1595	
58	423	6308	A.MACIEL	186810	125	268	750	1370	2100	
59	362	6296	A.GRANDE	187020	450	550	722	846	947	
* 60	366	6324	A.GRANDE	187030	75	123	244	363	482	V
61	356	6299	A.DEL PERDIDO	187100	222	406	926	1499	2110	
62	350	6361	A.GRANDE	188020	728	900	1200	1420	1600	
63	360	6376	A.GRANDE	188021	803	900	1050	1150	1226	
64	365	6385	A.AVERIAS GRANDE	188100	213	321	559	774	975	
65	521	6517	A.CUNAPIRU	188111	128	173	259	329	389	
66	338	6354	A.DON ESTEBAN	189100	210	297	473	622	755	
67	295	6270	R.SAN SALVADOR	191000	116	184	345	499	647	I
68	300	6264	R.SAN SALVADOR	191001	238	350	590	800	993	
69	285	6280	R.SAN SALVADOR	191010	255	380	652	894	1120	
70	304	6211	R.SAN JUAN	210000	428	500	618	700	765	
71	361	6204	R.ROSARIO	220000	150	250	500	750	1000	
72	360	6194	R. ROSARIO	220100	1988	2400	3100	3600	4004	
73	532	6209	R.SANTA LUCIA	230000	49	150	694	1700	3210	II
74	520	6216	R.SANTA LUCIA	230100	873	1300	2232	3063	3833	
75	511	6215	R.SANTA LUCIA	230200	157	300	720	1200	1726	
76	476	6208	R.SANTA LUCIA	230300	382	569	977	1341	1678	
77	468	6201	R.SANTA LUCIA	230400	1213	1650	2506	3200	3806	
78	408	6229	R.SAN JOSE	238000	149	258	542	836	1139	
* 79	405	6236	R.SAN JOSE	238020	73	128	273	424	581	III
80	414	6207	R.SAN JOSE	238100	238	350	590	800	993	
81	429	6180	R.SAN JOSE	238200	815	1214	2085	2861	3581	
82	530	6164	A.SOLIS	250000	994	1200	1550	1800	2002	
* 83	584	6155	A.SAN CARLOS	261000	5	27	245	883	2191	III
* 84	661	6400	R.TACUARI	320000	105	148	237	311	378	IV
85	669	6387	R.TACUARI	320100	221	326	550	747	929	
86	680	6374	R.TACUARI	320200	115	286	988	2042	3416	
87	602	6325	R.OLIMAR	340000	289	464	882	1285	1678	
* 88	606	6325	R.OLIMAR	340100	196	224	268	298	321	III
89	622	6324	R.OLIMAR GRANDE	340200	509	759	1303	1787	2237	
90	601	6313	R.OLIMAR CH.	340220	168	216	302	367	422	
91	598	6313	R.OLIMAR CHICO	341000	115	191	383	574	765	
92	630	6335	A.YERBAL GRANDE	343000	900	980	1101	1178	1236	
93	583	6271	R.CEBOLLATI	350000	99	172	361	558	759	I
94	586	6262	R.CEBOLLATI	350100	174	325	756	1238	1758	
95	606	6262	R.CEBOLLATI	350200	63	165	610	1311	2257	II
96	597	6220	A.DEL AIGUA	352000	362	439	570	665	741	
97	616	6242	A.DEL AIGUA	352100	827	1045	1436	1729	1973	
98	600	6229	A.DEL AIGUA	352110	436	574	833	1036	1209	
99	607	6232	A.DEL AIGUA	352120	656	750	899	1000	1078	
*100	573	6256	A.BARRIGA NEGRA	353000	102	157	282	397	506	IV
101	669	6364	A.DEL PARAO	355000	1378	1500	1683	1800	1888	

Tabla III.1.9 (B)

No	X	Y	Cuenca	Codigo	3 m	5 m	10 m	15 m	20 m	CATEG.
1	366	6324	A.GRANDE	187030	75	123	244	363	482	V
2	564	6484	A.YAGUARI	181512	89	140	259	371	479	V
3	570	6489	A.YAGUARI	181500	100	146	245	330	409	V
4	302	6445	R.QUEGUAY GDE.	160500	51	98	238	399	575	IV
5	661	6400	R.TACUARI	320000	105	148	237	311	378	IV
6	573	6256	A.BARRIGA NEGRA	353000	102	157	282	397	506	IV
7	584	6155	A.SAN CARLOS	261000	5	27	245	883	2191	III
8	353	6562	R.ARAPEY GRANDE	140510	29	78	301	665	1167	III
9	405	6236	R.SAN JOSE	238020	73	128	273	424	581	III
10	606	6325	R.OLIMAR	340100	196	224	268	298	321	III
11	533	6507	A.CORRALES	181200	161	204	281	339	388	III

Tabla III.1.10.

III.1.3 Evaluación del potencial de generación para todo el territorio nacional.

Con la ayuda de los ciento dos puntos ubicados en la carta 1:500.000 del Servicio Geográfico Militar se trazan curvas de iso-área. Es decir dentro de estas curvas se tienen cuencas de igual área y los puntos donde cortan a los ríos y arroyos del Uruguay son posibles sitios donde con un igual salto se genera la misma potencia.

Las curvas trazadas encierran áreas de (con un entorno entre el 5 y el 10%):

1) 850 Km^2, 2) 1700 Km^2, 3) 2550 Km^2,
4) 3400 Km^2, 5) 4250 Km^2,

que con un salto de 15 m y una turbina de 80 % de rendimiento representarían las curvas de Isopotencia de 1 MW, 2 MW, 3 MW, 4 MW y 5 MW respectivamente.(Figs. III.1.1, III.1.2, III.1.3, III.1.4)

No se dibujó la curva de 5 MW pues sólo se encontraron dos puntos de corte, uno en el Río Santa Lucía (466 , 6202), aguas abajo del punto 42 de la Tabla III.8, y otro en el Río Queguay (340 , 6441) aguas arriba del punto 24 de la misma tabla.

Para cada curva de iso-área se calcula el área encerrada y en cuantos puntos corta ríos y arroyos, pudiéndose evaluar el potencial de generación en el Uruguay según los rangos.

	Area (Km^2)	Potencia (MW)	Puntos	Potencia (MW)
1 MW ---	47704	55.2	55	54
2 MW ---	38073	44.8	22	44
3 MW ---	44375	52.2	17	51
4 MW ----	39739	46.7	11	44
5 MW ----	8698	10.2	2	10

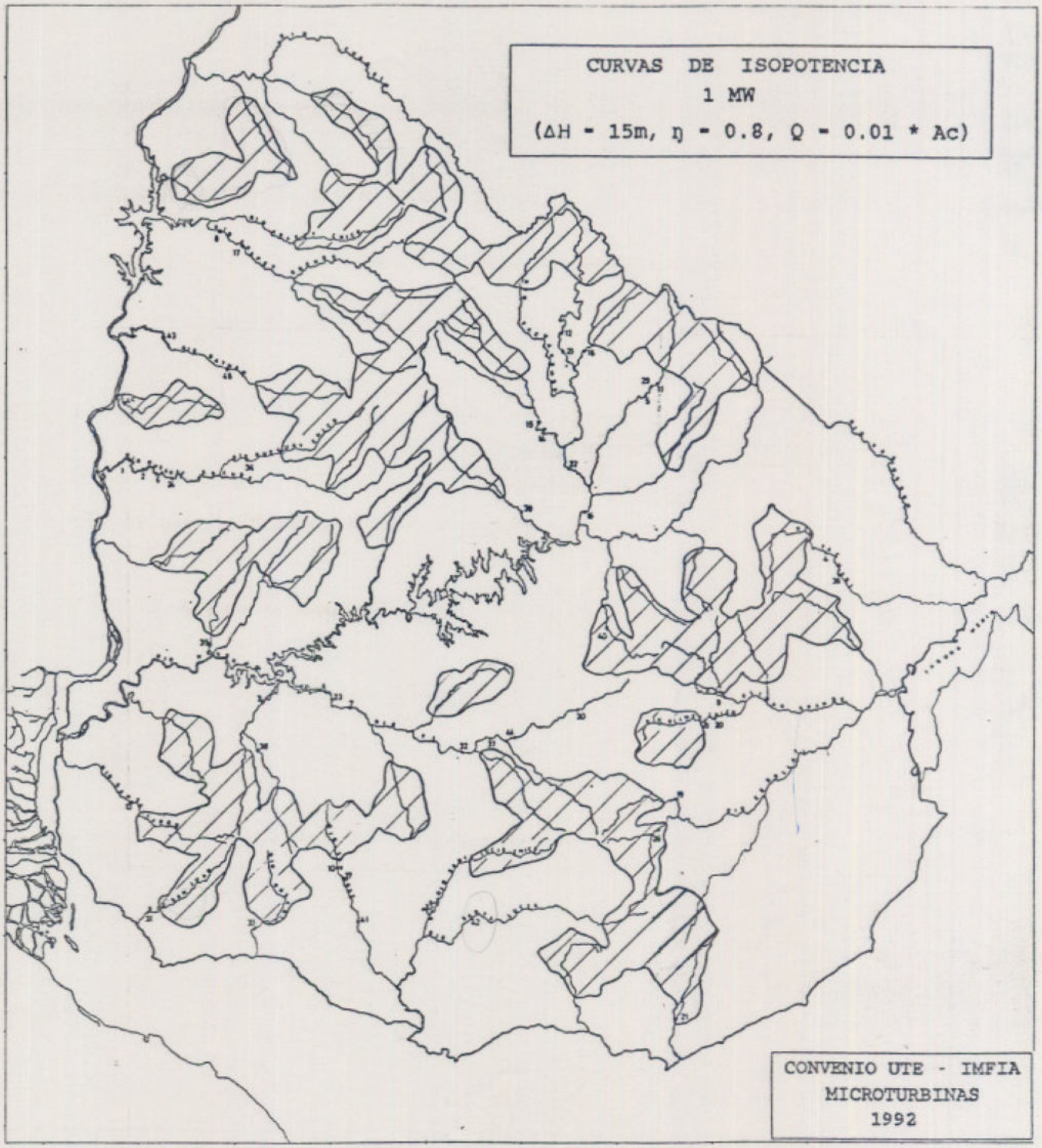


Fig. III.1.1 Curvas isopotencia de 1 MW.

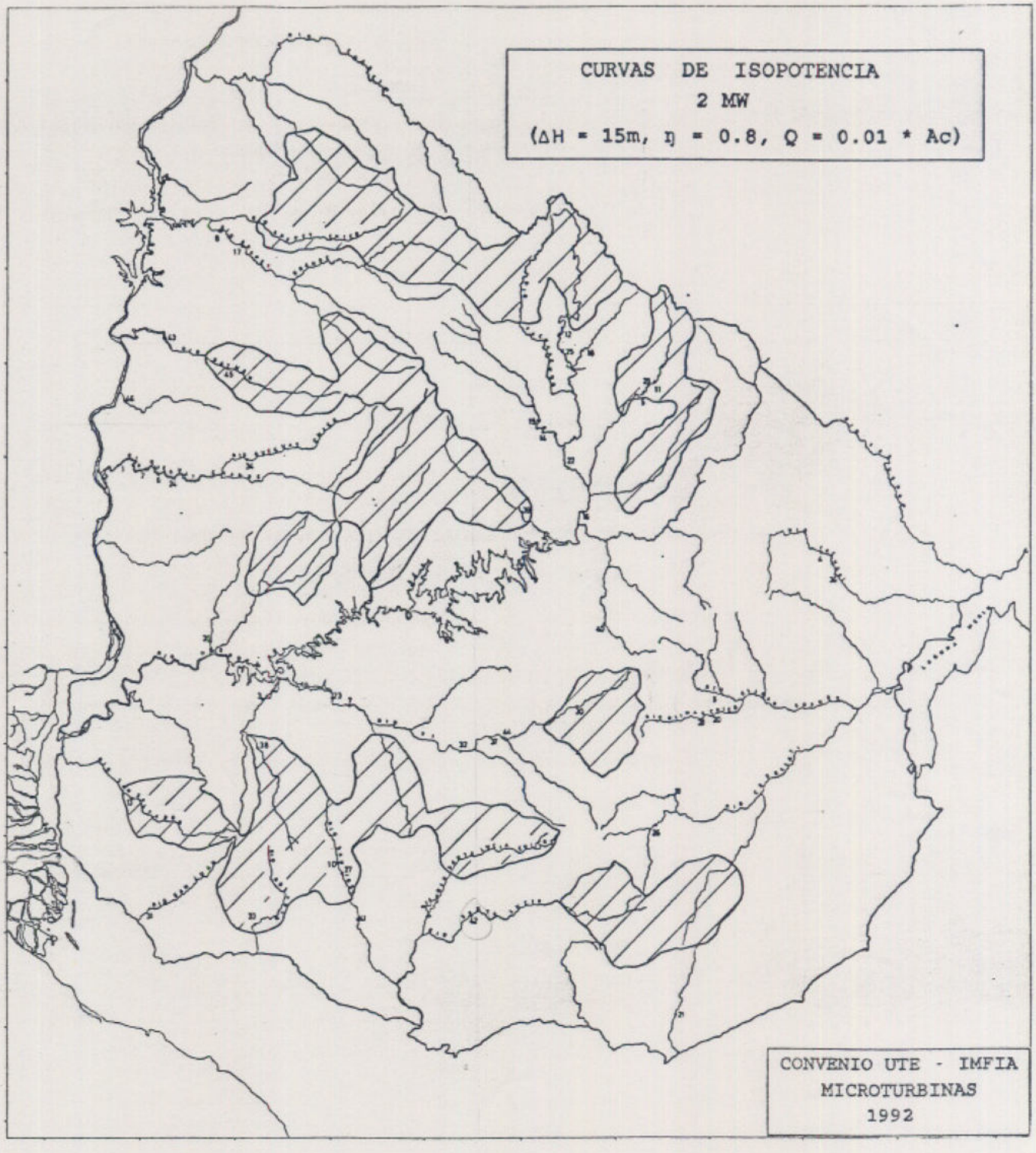


Fig. III.1.2 Curvas isopotencia de 2 MW.

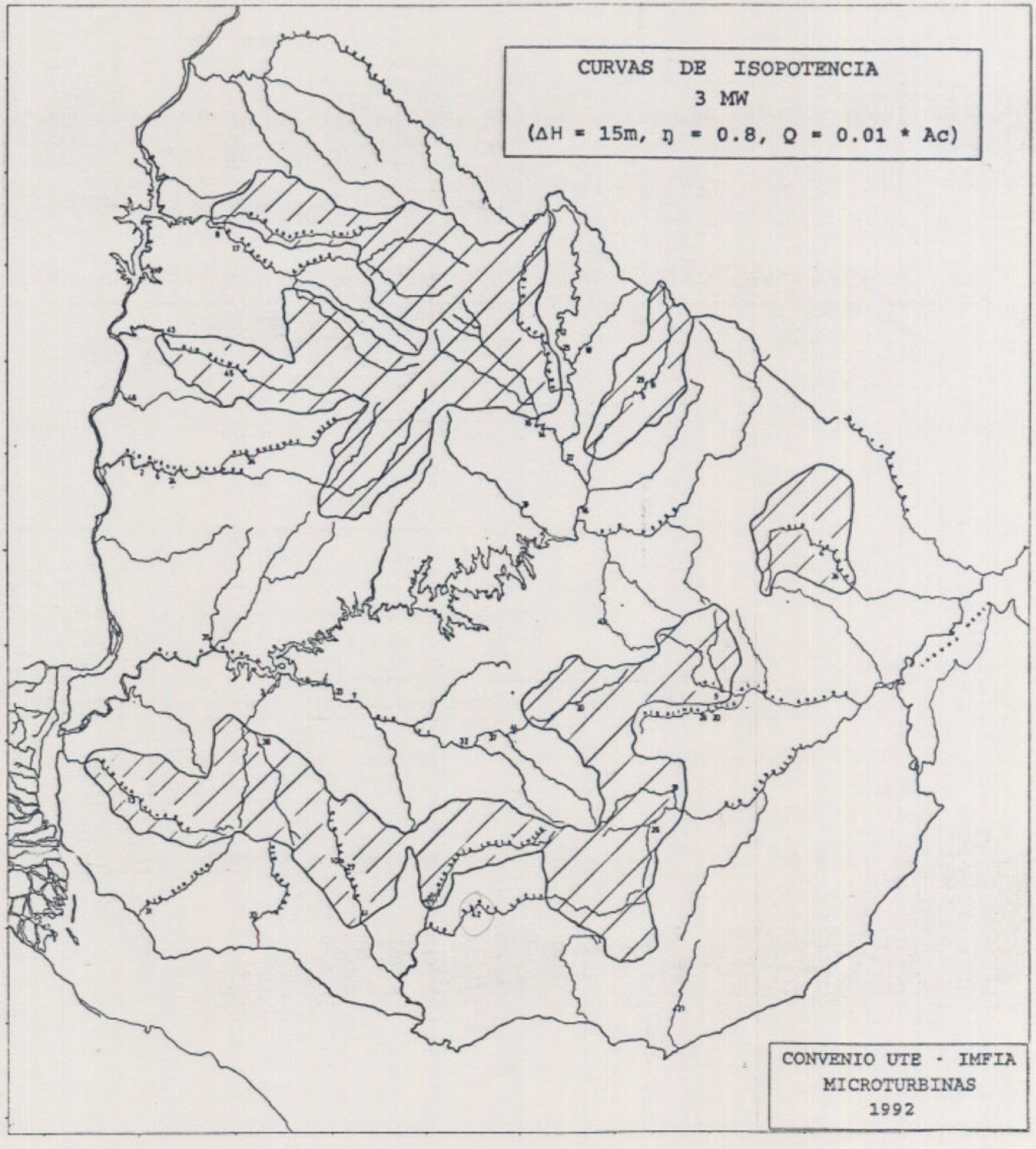


Fig. III.1.3 Curvas isopotencia de 3 MW.

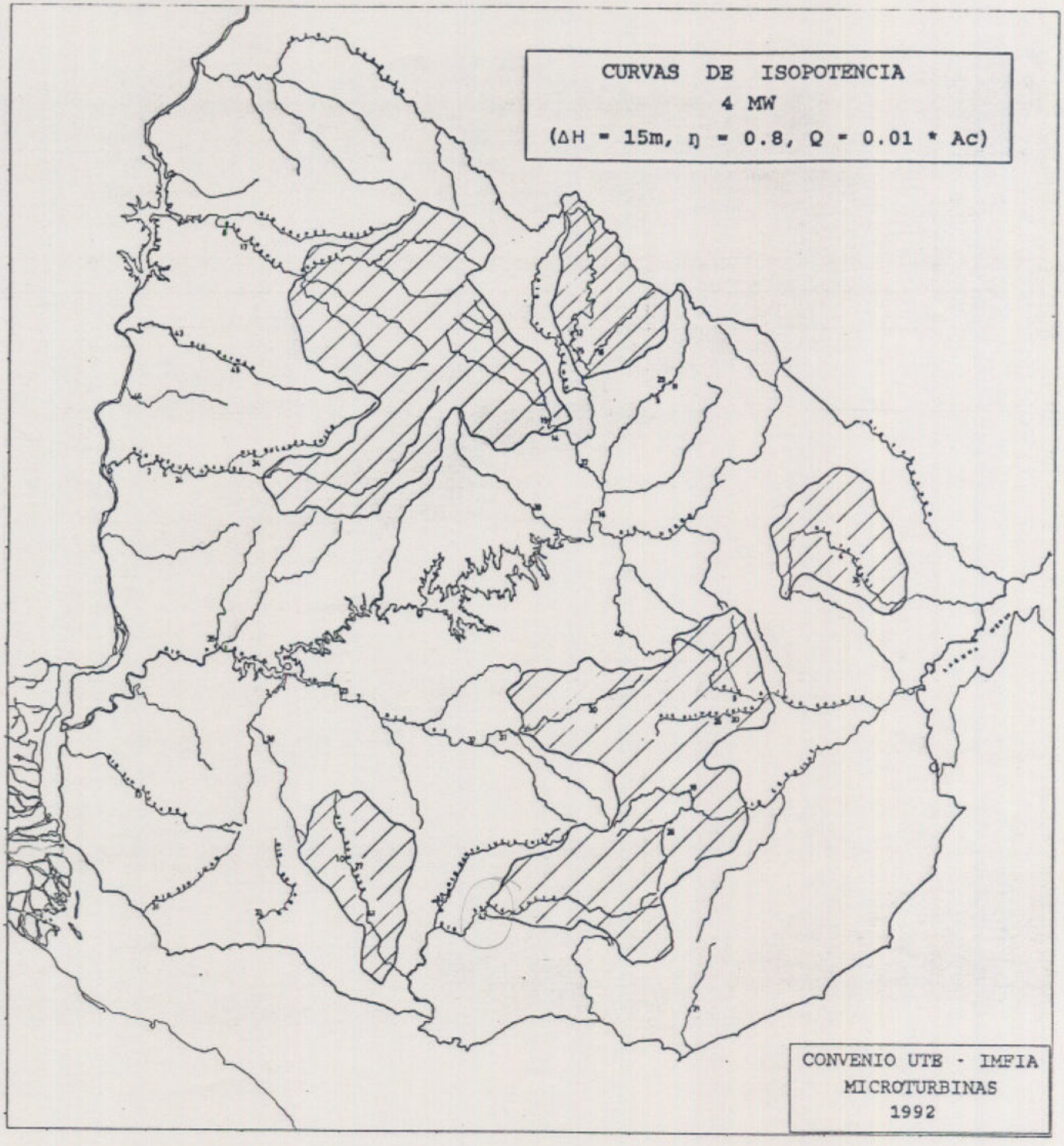


Fig. III.1.4 Curvas isopotencia de 4 MW.

III.2 Conclusión.

A partir de la información cartográfica disponible, se localizaron para todo el país más de 100 posible sitios donde realizar pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.

En aquellos sitios donde existe información cartográfica con curvas de nivel cada 10 metros, se pudo realizar una estimación de la longitud del dique, en dichos casos es posible realizar una selección de los sitios más convenientes para diferentes rangos de potencia (mayores a 1 MW y menores a 5 MW), obteniéndose así una primera aproximación a la localización de los sitios donde posiblemente es económicamente viable la instalación de microturbinas. Es de destacar que el sitio donde el coeficiente que mide el costo por kW es el más favorable (Arroyo Grande), al ser analizado como caso particular (en el Capítulo II) se encontró que el costo por kW está en un orden de costo aceptable.

Es de destacar que en estos sitios (de 1 MW a 5 MW) se consideró en todos los casos que era posible formar un embalse de regulación significativo, lo cuál pocas veces es posible, en parte esto es lo que sucedió en el Arroyo Grande, lo que hace un estudio más detallado de cada caso.

En los diferentes sitios que se clasificaron como más variables por su obra civil, si se evalúa cual es el caudal a turbinar con un grado de seguridad aceptable a su uso, se puede determinar microaprovechamientos económicamente viable que ya no llegan al rango de los " pequeños ".

De la metodología seguida, ajustada a la información cartográfica disponible en el país, no se puede esperar un gran desarrollo de la generación hidroeléctrica a no ser que la misma se realice en el marco de un desarrollo económico

embalse si el mismo es compartido para otros fines: riego, abastecimiento de agua potable, control de crecidas, etc.

BORRADOR

ANEXO I, II y III

"ESTUDIO PARA LA INSTALACION DE MICROTURBINAS EN ZONAS ALEJADAS DE LA RED ELECTRICA NACIONAL"

Universidad de la República, Facultad de Ingeniería

IMFIA

Instituto de Mecánica de los Fluídos e Ingeniería Ambiental
"Prof. Ing. Oscar J. Maggiolo"

I.M.F.I.A.

Ing. J.L.Genta
Ing. L.Silveira:
Ing. C.Anido
Ing. A.Acosta:
Ing. J.Cataldo
Bach. F.Charbonnier

I.I.E.

Ing. V.Nunes
Ing. R.Chaer
Ing. J.Alonso

Contraparte de U.T.E.

Ing. O. Ferreño
Ing. J. Patrone

Elaborado para la
Administración Nacional de
Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE)

Junio 1993

INDICE

ANEXO I. HIDROLOGIA.

Introducción. 1

I.1 Cuencas de Comparación.

Introducción. 4
I.1.1 Cálculo de Coeficientes de Escorrentía para la Cuenca de Paso Manuel Díaz. 7
I.1.2 Cálculo de Coeficientes de Escorrentías para la Cuenca de Paso Las Toscas. 20

I.2 Diseño y Operación del Embalse

I.2.1 Determinación del Caudal de Aporte al Embalse. 41
I.2.2 Diseño del Embalse. 43

I.3 Diseño del Aliviadero

I.3 1 Determinación del Hidrograma de Crecidas. 46
I.3.2 Laminado del Hidrograma en el Embalse. 48

I.4 Hidrograma de Crecidas para Cuencas Pequeñas.

Introducción 50
I.4.1 Hidrograma Unitario Triangular 51
I.4.2 Tormenta de diseño 52
I.4.3 Corrección de los valores de precipitación según el área de la cuenca. 59

I.4.4 Determinación del escurrimiento 60
I.4.5 Aplicación 65
I.4.6 Limitaciones en la aplicación del método. Estudios a realizar. 69
I.4.7 Referencia bibliográficas 71

I.5 Estimación del caudal turbinado según volumen a embalzar.

Introducción 72
I.5.1 Metodología 72
I.5.2 Selección de la Curva de regulación representativa de todo el país para el diseño del embalse 77

Bibliografía 83

ANEXO II. OBRA CIVIL.

Introducción. 84

II.1 Selección de la Obra Civil.

Introducción. 85
II.1.1 Selección del tipo de obra 86
II.1.2 Materiales disponibles en los potenciales cierres 87

II.2 Tipo de Presa

Introducción 94
II.2.1 Presa de Hormigón 97
II.2.2 Presa de Tierra 101
II.2.3 Presa de Enrocado 106

II.3 Fundación

Introducción 108
II.3.1 Fundación Rígida 110
II.3.2 Fundación Flexible 110
II.3.3 Fundación de Acarreos 112

II.4 Vertedero

Introducción 113
II.4.1 Vertederos de canal abierto 114
II.4.2 Vertederos de pozo o embudo 114
II.4.3 Vertederos de Hormigón 114

II.5 Obras de Toma

Introducción 118
II.5.1 Disposición de las obras de toma 119
II.5.2 Controles de las obras de toma 120
II.5.3 Conducción 120
II.5.4 Estructuras Terminales 121

II.6 Casa de Máquinas

Introducción 122
II.6.1 Fundaciones de la Casa de Máquinas 124
II.6.2 Obras de Restitución 125
II.6.3 Sección de Transición 125
II.6.4 Muro de contención delante de la Casa 126

II.7 Costos

Introducción 130
II.7.1 Costos de la Obra Civil 131
II.7.2 Costo del Hormigón 136
II.7.3 Estructura de Control 138
II.7.4 Algunos Precios indicativos 140

Bibliografía 142

ANEXO III. VISITAS DE CAMPO.

III.1 Dpto. de Salto , 19-21 de noviembre de 1991 147

III.2 Arroyo Colla, 11 de junio de 1992 151

III.3 India Muerta, 2 de julio de 1992 151

III.4 Arroyo Grande, 23 de Julio de 1992 153

III.5 Molino Bonjour, 3 de noviembre de 1992 153

ANEXO I.

HIDROLOGIA

INTRODUCCION.

El no disponer de información hidrométrica en los cursos de agua donde se instala la obra, llevó a proponer un cálculo indirecto del caudal de aporte, a través del estudio de pequeñas cuencas que están aforadas. Las cuencas de comparación estudiadas son, las del Río Tacuarembó en el Paso Manuel Díaz, y la del Arroyo Caraguatá en el Paso Las Toscas. El resumen de las características de las cuencas y de los estudios realizados en el apartado I.1 se presentan en las Tablas I.1 y I.2.

La determinación de los aportes, se realizará a través de la información pluviométrica mensual de las 100 estaciones de la Red Básica del Servicio Meteorológico Nacional, utilizando los coeficientes de escorrentías definidos a partir de las cuencas de comparación.

A partir de los caudales, si el micro aprovechamiento considera regulación, se debe realizar la simulación de operación del embalse, según diversos equipamientos, hasta seleccionar el más adecuado a la demanda de energía, quedando definidas las dimensiones del represamiento, principalmente la altura del mismo.

Conocida la altura y área inundada del micro aprovechamiento, es necesario determinar las dimensiones del vertedero, de acuerdo a las crecidas de diseño que se establezcan.

CUENCA DEL RIO TACUAREMBO, PASO MANUEL DIAZ

Area = 2203 km^2

Suelos	%
Basalto formación Arapey	37
Sedimentos Limo Arcillosos	14
Formación Tacuarembó, Areniscas	49

Pendiente Media = 1.26 %
Indice de Compacidad = 1.27

Cota Máxima = 350 m
Cota Mínima = 114 m

Longitud del Cauce Principal = 91.3 km
Tiempo de Concentración = 21.3 h

COEFICIENTES DE ESCORRENTIA

Mes	Preced.	VERANO	OTOÑO	INVIERNO	PRIMAVERA
	Seco	0.01	0.02	0.18	0.10
Seco	Med.	0.02	0.11	0.28	0.15
	Hum.	0.02	0.20	0.38	0.20
	Seco	0.05	0.08	0.20	0.20
Med.	Med.	0.07	0.20	0.30	0.25
	Hum.	0.09	0.28	0.40	0.30
	Seco	0.14	0.20	0.22	0.25
Hum.	Med.	0.16	0.25	0.32	0.30
	Hum.	0.18	0.30	0.42	0.35

FACTOR SOBRE ESCORRENTIA MES SUPER HUMEDO : 1.4
FACTOR PRECIPITACION DE MES SUPER HUMEDO : 1.5

Tabla I.1 Cuenca del Río Tacuarembó, Paso Manuel Díaz.

CUENCA DEL ARROYO CARAGUATA, PASO LAS TOSCAS

Area = 913.37 km^2

Suelos	%
Migmatita y Graníticas	24
Formación Yaguarí, Areniscas	46
Sedimentos Limo Arcillosos	30

Pendiente Media = 1.03 %
Indice de Compacidad = 1.39

Cota Máxima = 250 m
Cota Mínima = 101 m

Longitud del Cauce Principal = 68.5 km
Tiempo de Concentración = 22.5 h

COEFICIENTES DE ESCORRENTIA

Mes	Preced.	VERANO	OTOÑO	INVIERNO	PRIMAVERA
	Seco	0.05	0.07	0.20	0.20
Seco	Med.	0.07	0.13	0.28	0.25
	Hum.	0.09	0.20	0.36	0.30
	Seco	0.09	0.20	0.28	0.25
Med.	Med.	0.11	0.28	0.36	0.30
	Hum.	0.13	0.33	0.42	0.35
	Seco	0.14	0.23	0.36	0.30
Hum.	Med.	0.16	0.29	0.42	0.35
	Hum.	0.18	0.35	0.50	0.40

FACTOR SOBRE ESCORRENTIA MES SUPER HUMEDO : 1.5
FACTOR PRECIPITACION DE MES SUPER HUMEDO : 1.7

Tabla I.2 Cuenca del Arroyo Caraguatá, Paso Las Toscas.

I.1 CUENCAS DE COMPARACION.

Introducción.

Metodología de Cálculo de Coeficientes de Escorrentía para Cuencas Menores de 4000 km^2.

A efectos de determinar caudales mensuales en cualquier parte del país, se cuenta con una buena información pluviométrica, integrada por los cien pluviómetros de la Red Básica Nacional distribuidos en el territorio nacional, pero es necesario conocer los escurrimientos en las cuencas de estudio.

Debido a que en la cuenca de estudio no es nada frecuente disponer de información hidrométrica, se determinarán los coeficientes de escorrentía de una cuenca de comparación, y a partir de esta se deducirán los coeficientes de escorrentía de la cuenca en estudio.

Existen muy pocas cuencas pequeñas en las que se registren niveles, y que existan suficientes medidas que permitan disponer de una curva de aforo.

Se busca encontrar un paquete de coeficientes de escorrentía, en los que se considere: época del año (estación) y grado de saturación del suelo.

El grado de saturación del suelo se evaluará mediante una clasificación de los meses en seco, medio y húmedo según su relación con la precipitación media del mes a analizar y las condiciones del mes precedente.

Los datos necesarios para llevar a cabo el procedimiento son los siguientes:

1) Valores mensuales de caudales medidos, en nuestro caso se obtuvieron a partir de las medidas limnimétricas diarias de la cuenca y de la curva de aforo.
2) Precipitaciones mensuales del mismo período, igualmente se obtuvieron a partir de medidas pluviométricas diarias.
3) Area de la cuenca.

En general la curva de aforo se deberá extrapolar hasta alcanzar las alturas extremas registradas en el período y luego someterla a una verificación (balance hídrico anual).

Se calculará la precipitación media de cada mes utilizándose todo el período de registro. Posteriormente se clasificarán los meses con el siguiente criterio:

si	$Pi/PMi \leq 0.75$	el mes es seco	S
si	$0.75 < Pi/PMi \leq 1.25$	el mes es medio	M
si	$Pi/PMi > 1.25$	el mes es húmedo	H

PMi es la precipitación media correspondiente al mes i.

Se elaboran dos planillas conteniendo los volúmenes mensuales de escurrimientos y precipitaciones.

Posteriormente se calculan los coeficientes de escorrentía mensuales de ese período.

Con los meses clasificados en seco, medio y húmedo, y los coeficientes de escurrimiento calculados, se agruparán éstos de la siguiente manera:

-Primero se divide cada año en estaciones.

-Segundo, en cada estación se clasifican los meses según que cumplan: ser secos y tener un precedente seco formarán un primer conjunto, los meses secos con precedente medio un segundo conjunto, etc. Obteniéndose así un total de 36 grupos (nueve por cada estación del año).

-Tercero, se selecciona un valor representativo de cada grupo, dejando de lado los casos de coeficientes de escorrentía extremos (mayores o cercanos a uno y los cercanos a cero) ya que los mismos, normalmente se deben a que el escurrimiento medido en un mes (al comienzo), corresponde a precipitaciones medidas el mes anterior (al final). Esto se puede observar desfasando el comienzo del mes unos pocos días y realizando un nuevo cálculo de los coeficientes de escorrentía mensuales; los meses absurdos que se presentaban ya no aparecen.

-Cuarto, el ajuste de los coeficientes se hace a través de un balance hídrico anual. El mecanismo es aplicarle a los datos pluviométricos, estos coeficientes, y calcular los volúmenes escurridos anuales, para compararlos con los medidos. Se pudo observar que, en los años con meses muy lluviosos, no se ajustaban muy bien los resultados con lo que se incrementó la clasificación anterior a través de un coeficiente que incrementa la escorrentía de los meses cuya relación Pi/PMi supere un valor predefinido.

Por tanto es necesario estudiar algunas de las cuencas pequeñas aforadas, en este capítulo se presentan los estudios de las cuencas: Paso Manuel Díaz en el Río Tacuarembó, y Paso Las Toscas en el Arroyo Caraguatá.

I.1.1 Cálculo de Coeficientes de Escorrentía para la Cuenca de Paso Manuel Díaz.

Para el cálculo de los caudales mensuales en el Paso Manuel Díaz, se consideró la curva de aforo construída por el Departamento de Presas y Embalses (DIPE-UTE), aplicándola a la lectura diaria de escalas entre los años 1975 y 1986.

A partir de la información diaria de las estaciones pluviométricas:

1147 Rivera, Ciudad
1263 Estación Laureles
1371 Bañados de Rocha
1405 Tacuarembó, Ciudad

se determinó la precipitación promedio mensual para la cuenca del Río Tacuarembó en el Paso Manuel Díaz.

VOLUMEN ESCURRIDO (Hm^3)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
75	6	0	3	0	19	23	31	115	106	0	56	0
76	2	0	0	42	27	223	6	116	28	19	67	40
77	126	92	109	85	15	69	281	0	46	125	22	19
78	13	23	16	3	26	42	132	85	38	53	87	44
79	1	0	9	9	1	1	5	21	29	124	103	15
80	6	0	3	0	19	23	31	115	106	88	56	100
81	28	106	14	5	120	104	61	105	107	9	31	4
82	3	115	5	1	62	71	55	100	132	102	83	58
83	2	164	118	43	108	20	152	44	31	124	87	0
84	29	33	91	79	60	209	115	30	40	93	27	3
85	0	1	26	105	111	48	150	158	117	57	0	0
86	5	5	72	149	114	35	21	52	146	79	352	87

PRECIPITACION (mm)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
75	77.2	33.6	161.7	17.4	122.0	85.4	79.9	159.8	255.8	32.6	169.4	21.0
76	134.0	98.1	188.4	142.4	77.9	43.5	50.6	144.8	63.7	56.7	215.4	106.1
77	219.5	254.5	100.3	148.5	71.6	84.7	362.1	32.1	88.8	155.6	162.7	115.6
78	114.8	45.5	136.6	20.2	109.6	136.2	172.4	48.4	59.0	139.1	146.8	80.8
79	0.9	66.9	121.4	74.0	19.6	15.8	62.4	81.4	116.7	106.4	154.9	92.8
80	33.5	73.8	237.3	256.9	28.9	164.6	31.7	65.7	18.0	279.8	149.8	162.0
81	128.0	219.0	54.0	75.0	197.0	122.0	85.0	75.0	169.0	38.0	122.0	100.0
82	79.0	228.0	24.0	50.0	173.0	116.0	105.0	154.0	203.0	145.0	125.0	99.0
83	109.0	423.0	109.0	140.0	165.0	36.0	126.0	62.0	172.0	71.0	121.0	15.0
84	80.0	208.0	75.0	111.0	247.0	149.0	145.0	25.0	155.0	159.0	46.0	36.0
85	33.0	61.0	231.0	111.0	147.0	83.0	11.0	88.0	154.0	89.0	31.0	18.0
86	116.0	60.0	174.0	233.0	135.0	43.0	29.0	71.0	129.0	111.0	360.0	7.0

Considerando la superficie de la cuenca, se calcula el volumen precipitado mensual:

VOLUMEN PRECIPITADO (Hm^3)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
75	176	77	369	40	279	195	182	365	584	74	387	48
76	306	224	430	325	178	99	116	331	145	130	492	242
77	501	581	229	339	164	193	827	73	203	355	372	264
78	262	104	312	46	250	311	394	111	135	318	335	185
79	2	153	277	169	45	36	143	186	267	243	354	212
80	77	169	542	587	66	376	72	150	41	639	342	370
81	292	500	123	171	450	279	194	171	386	87	279	228
82	180	521	55	114	395	265	240	352	464	331	286	226
83	249	966	249	320	377	82	288	142	393	162	276	34
84	183	475	171	254	564	340	331	57	354	363	105	82
85	75	139	528	254	336	190	25	201	352	203	71	41
86	265	137	397	532	308	98	66	162	295	254	822	16

A partir de los volúmenes escurridos y precipitados mensuales se calculan los coeficientes de escorrentías:

COEFICIENTES DE ESCORRENTIA MEDIDOS EN PORCENTAJE

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
75	3.4	0.5	0.7	1.1	6.7	11.6	17.2	31.4	18.1	0.0	14.4	0.0
76	0.8	0.0	0.0	12.9	15.3	224.3	5.5	35.1	19.1	14.4	13.6	16.5
77	25.1	15.9	47.4	25.1	9.4	35.8	34.0	0.0	22.5	35.1	6.0	7.1
78	5.0	21.9	5.2	6.0	10.3	13.5	33.4	76.8	28.0	16.7	26.0	23.6
79	25.9	0.2	3.1	5.4	2.8	2.1	3.2	11.5	11.0	51.2	29.2	7.0
80	7.8	0.2	0.5	0.1	28.1	6.0	43.4	76.4	256.7	13.8	16.3	27.0
81	9.7	21.2	11.7	3.2	26.7	37.4	31.6	61.1	27.6	10.0	11.2	1.6
82	1.7	22.1	9.3	0.6	15.6	26.7	22.8	28.6	28.5	30.8	29.0	25.6
83	0.9	17.0	47.5	13.3	28.6	24.9	52.9	31.0	7.9	76.2	31.4	1.4
84	16.1	7.0	52.9	31.1	10.6	61.4	34.7	52.6	11.4	25.6	25.5	4.1
85	0.2	0.6	4.8	41.5	33.0	25.2	598.2	78.5	33.2	27.9	0.0	0.1
86	1.9	4.0	18.0	28.0	36.9	35.2	31.3	32.1	49.5	31.1	42.8	544.0

A partir de la serie histórica de precipitaciones mensuales se calcula la precipitación media de cada mes del año, y para el período aforado se calcula la relación precipitación mensual vs. precipitación media mensual:

PRECIPITACION MEDIA MENSUAL (mm)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1906-1980	102	98	134	123	109	109	98	99	116	114	91	100

PRECIPITACION MENSUAL/PRECIPITACION MEDIA MENSUAL

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
75	0.76	0.34	1.21	0.14	1.12	0.79	0.82	1.61	2.20	0.29	1.87	0.21
76	1.31	1.00	1.41	1.16	0.71	0.40	0.52	1.46	0.55	0.50	2.37	1.06
77	2.15	2.60	0.75	1.21	0.66	0.78	3.69	0.32	0.76	1.36	1.79	1.16
78	1.12	0.46	1.02	0.16	1.00	1.25	1.76	0.49	0.51	1.22	1.62	0.81
79	0.01	0.68	0.91	0.60	0.18	0.15	0.64	0.82	1.00	0.93	1.71	0.93
80	0.33	0.75	1.77	2.09	0.26	1.51	0.32	0.66	0.15	2.45	1.65	1.62
81	1.25	2.24	0.40	0.61	1.80	1.12	0.87	0.76	1.45	0.33	1.34	1.00
82	0.77	2.33	0.18	0.41	1.58	1.07	1.07	1.55	1.74	1.27	1.38	0.99
83	1.07	4.32	0.81	1.14	1.51	0.33	1.29	0.62	1.48	0.62	1.33	0.15
84	0.78	2.12	0.56	0.90	2.26	1.37	1.48	0.25	1.33	1.39	0.51	0.36
85	0.32	0.62	1.73	0.90	1.35	0.76	0.11	0.89	1.32	0.78	0.34	0.18
86	1.14	0.61	1.30	1.89	1.24	0.40	0.30	0.72	1.11	0.97	3.96	0.07

A partir del criterio de clasificación de los meses en seco, medio y húmedo, se determina:

CLASIFICACION DE LOS MESES EN SECO, MEDIO Y HUMEDO

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
75	M	S	M	S	M	M	M	H	H	S	H	S
76	H	M	H	M	S	S	S	H	S	S	H	M
77	H	H	S	M	S	M	H	S	M	H	H	M
78	M	S	M	S	M	H	H	S	S	M	H	M
79	S	S	M	S	S	S	S	M	M	M	H	M
80	S	M	H	H	S	H	S	S	S	H	H	H
81	H	H	S	S	H	M	M	M	H	S	H	M
82	M	H	S	S	H	M	M	H	H	H	H	M
83	M	H	M	M	H	S	H	S	H	S	H	S
84	M	H	S	M	H	H	H	S	H	H	S	S
85	S	S	H	M	H	M	S	M	H	M	S	S
86	M	S	H	H	M	S	S	S	M	M	H	S

A partir de la información anterior se ordenan los coeficientes de escorrentía, según: estación, grado de humedad del mes, y grado de humedad del mes precedente.

VERANO (DICIEMBRE, ENERO, FEBRERO)

	Seco	Medio	Húmedo
	0.2	16.1	0.8
Precedente	0.2	1.9	
	0.6	0.2	
Seco	4.1		
	0.1		
	25.9	5.0	25.1
Precedente	7.8	1.7	22.1
Medio	0.5	0.9	17.0
	21.9		7.0
	0.0	0.0	9.7
	1.4	16.5	21.2
Precedente	544.0	7.1	27.0
		23.6	15.9
Húmedo		7.0	
		1.6	
		25.6	

OTOÑO (MARZO, ABRIL, MAYO)

	Seco	Medio	Húmedo
	3.2	0.7	4.8
	0.6	5.2	18.0
Precedente	2.8	3.1	26.7
		25.1	15.6
Seco		31.1	
		6.7	
		10.3	
	1.1	13.3	0.0
Precedente	6.0		0.5
	5.4		28.6
Medio	15.3		10.6
	9.4		33.0
	47.4	47.5	0.1
Precedente	11.7	41.5	28.0
Húmedo	52.9	36.9	
	28.1	12.9	
	9.3		

INVIERNO (JUNIO, JULIO, AGOSTO)

	Seco	Medio	Húmedo
	224.3	11.5	35.1
	2.1	78.5	
	24.9		
	35.2		
Precedente	5.5		
	3.2		
Seco	43.4		
	598.2		
	31.3		
	76.4		
	32.1		
		11.6	31.4
		35.8	28.6
		37.4	
Precedente		26.7	
		25.2	
Medio		17.2	
		31.6	
		22.8	
		61.1	
	0.0		13.5
	76.8		61.4
Precedente	31.0		34.0
	52.6		33.4
Húmedo			52.9
			34.7
			6.0

PRIMAVERA (SETIEMBRE, OCTUBRE, NOVIEMBRE)

	Seco	Medio	Húmedo
	28.0	22.5	7.9
	256.7	49.5	11.4
Precedente	14.4	16.7	13.8
			14.4
Seco			13.6
			11.2
			31.4
	0.0	11.0	27.6
		51.2	33.2
Precedente		31.1	35.1
Medio			26.0
			29.2
			42.8
	19.1	27.9	18.1
	0.0		28.5
Precedente	10.0		30.8
	76.2		25.6
Húmedo	25.5		6.0
			16.3
			29.0

Determinación de los valores representativos de cada categoría:

VERANO

Mes seco

En verano los precedentes no influyen mucho por lo que se optó por hacer una media algebraica sin considerar los valores extremos (25.9 ; 21.9 ; 544.0 ; 0.0).

(0.2+0.2+0.6+4.1+0.1+7.8+0.5+4.0+1.4)/9 = 2.1

Mes medio

Contando con más datos para el precedente húmedo, se hizo una media algebraica con éstos, sin considerar los extremos (0.0 ; 25.6).

(16.5+7.1+23.6+7.0+1.6)/5 = 11.6

Mes húmedo

Haciendo la media algebraica en los casos de precedente medio y húmedo:

(25.1+22.1+17.0+7.0)/4 = 17.8

(9.7+21.2+27.0+15.9)/4 = 18.45

OTOÑO

Mes Seco

Siguiendo el procedimiento efectuado para los datos del verano se calcula la media aritmética en los casos de:

-precedente seco = 2.2
-precedente medio = 7.4
-precedente húmedo = 29.8

Mes Medio

-precedente seco = 11.7
-precedente medio = 13.3 (único valor).
-precedente húmedo = 34.7

Mes Húmedo

-precedente seco = 16.3
-precedente medio = 18.2
-precedente húmedo = 28.0 (único valor considerado).

INVIERNO

Mes Seco

-precedente seco = 22.0
-precedente medio = (no hay datos).
-precedente húmedo = 41.8

Mes Medio

-precedente seco = 45.0
-precedente medio = 30.0
-precedente húmedo = (no hay datos)

Mes Húmedo

-precedente seco = 35.1 (único valor).
-precedente medio = 30.0
-precedente húmedo = 38.0

PRIMAVERA

Mes Seco

-precedente seco = 21.0
-precedente medio = (no hay datos considerados).
-precedente húmedo = 33.0

Mes Medio

-precedente seco = 20.0
-precedente medio = 21.0
-precedente húmedo = 27.9 (único valor)

Mes Húmedo

-precedente seco = 15.0
-precedente medio = 32.0
-precedente húmedo = 25.0

Se elabora la primer aproximación de valores de coeficientes de escorrentía y se hace un primer balance hídrico anual. Se buscó ser compatible con el concepto de seco, medio y húmedo.

Los datos que se utilizaron en la primera aproximación son los siguientes:

VERANO	OTOÑO	INVIERNO	PRIMAVERA
0.01	0.02	0.18	0.10
0.02	0.11	0.28	0.15
0.02	0.20	0.38	0.20
0.05	0.08	0.20	0.20
0.07	0.20	0.30	0.25
0.09	0.28	0.40	0.30
0.14	0.20	0.24	0.25
0.16	0.25	0.34	0.30
0.18	0.30	0.44	0.35

Coeficiente de superhúmedo = 1.2

Se ajusta el coeficiente de superhúmedo analizando la media y la desviación típica, el mejor ajuste se logra para el valor 1.3.

Pero, analizando las diferencias año a año se observan 4 años bastante desajustados: 75, 80, 85, 86 ; siendo los dos primeros años calculados con un escurrimiento superior al medido y los restantes con un escurrimiento inferior.

Para ajustar mejor estos años se bajan los coeficientes para el invierno, observándose una mejora en el año 75, pero aumentan las diferencias en los demas años.

Aumentando el coeficiente de superhúmedo a 1.4 se observa una mejora en el año 86.

Analizando los 4 años que menos se ajustan se puede observar que:

-el año 75 se caracteriza por ser una primavera lluviosa.
-el año 80 posee un otoño y una primavera lluviosos.
-el año 85 es muy lluvioso en otoño.
-el año 86 posee un otoño y una primavera lluviosos.

Se pudo observar que bajando los coeficientes correspondientes a meses medios de la primavera se obtuvo el mejor ajuste, los valores resultantes de esta operación, correspondientes a la cuenca de Manuel Díaz son los siguientes:

VERANO	OTOÑO	INVIERNO	PRIMAVERA
0.01	0.02	0.18	0.10
0.02	0.11	0.28	0.15
0.02	0.20	0.38	0.20
0.05	0.08	0.20	0.20
0.07	0.20	0.30	0.25
0.09	0.28	0.40	0.30
0.14	0.20	0.22	0.25
0.16	0.25	0.32	0.30
0.18	0.30	0.42	0.35

Coeficiente de superhúmedo = 1.4

I.1.2 Cálculo de Coeficientes de Escorrentías para la Cuenca de Paso Las Toscas.

Se consideró primero un análisis de la curva de aforo, dado que se disponen de un pequeño número de aforos, y en un rango de escalas pequeño respecto a los registros máximos.

1) Determinación de la curva H-Q.

a. Como primera aproximación se utilizó la curva entregada en el informe del Río Negro.

Se sometió la curva descrita en el informe "Modelo Hidrológico de la Cuenca del Río Negro" a diversos análisis:

El caudal pico correspondiente a 7 m (máx. altura registrada en el período) es de 1000 m^3/s (valor obtenido de asumir un riesgo del 5 % y una vida útil de 10 años). Asumiendo que la sección de aforo en el puente es rectangular de 20 m de ancho, se tiene un área de 140 m^2 con lo que se obtiene una velocidad media de 7.14 m/s.

Como la velocidad crítica para esa sección es $\sqrt{g*h}$ = 8.4 m/s se concluye que la velocidad correspondiente al caudal pico está muy próxima al valor crítico, no siendo este resultado muy confiable considerando que es un valor medio.

También se calcularon los coeficientes de escorrentía anuales y se observó que, para el año 1977, se tenía un coeficiente de escurrimiento mayor que 1, y un coeficiente para todo el período de 0.47. Los resultados son los siguientes:

AÑO	C.E.	VOL.PREC. (Hm^3)	VOL.ESC. (Hm^3)
1975	0.49	918.5	450.1
1976	0.70	1012.0	708.4
1977	1.04	1267.0	1317.7
1978			
1979	0.21	763.8	160.4
1980	0.44	1120.0	492.8
1981			
1982	0.28	1050.0	294.0
1983	0.45	1034.0	465.3
1984	0.49	1468.0	719.3
1985	0.39	1061.0	413.8
1986	0.39	1131.0	441.1
1987	0.33	1343.0	443.2
1988	0.35	1209.0	423.2
Total	0.47	13377.3	6329.3

Los años 1978 y 1981 no se consideraron por estar incompletos los registros de escalas.

b. Ajuste según una nueva curva de aforo.

Se hizo un primer ajuste con curvas de la forma Q=a*bˆH, donde se imponen nuevos puntos de pasaje de la curva, siendo puntos obligatorios los obtenidos en el aforo, y el correspondiente a la altura máxima registrada, cuyo caudal se calcula de la siguiente manera: suponiendo que la velocidad media es de 6 m/s se calcula el caudal pico obteniéndose como resultado 840mˆ3/s (valor correspondiente a considerar un riesgo del 10 % y una vida útil de 10 años); de esta forma se determina un punto alternativo de la curva H-Q.

Luego se calculó el coeficiente de escorrentía total para el período y los coeficientes anuales, cuyos resultados se leen a continuación:

AÑO	C.E.	VOL.PREC. (Hm^3)	VOL.ESC. (Hm^3)
1975	0.44	918.5	404.1
1976	0.64	1012.0	647.7
1977	1.16	1267.0	1469.7
1978			
1979	0.18	763.8	137.5
1980	0.39	1120.0	436.8
1981			
1982	0.27	1050.0	283.5
1983	0.10	1034.0	103.4
1984	0.42	1468.0	616.6
1985	0.41	1061.0	435.0
1986	0.34	1131.0	384.5
1987	0.27	1343.0	362.6
1988	0.22	1209.0	266.0
Total	0.41	13377.3	5547.4

Se observa que, para el año 1977, aún se mantuvo el coeficiente de escurrimiento mayor que 1. Se procedió a calcular cuales rangos de alturas tenían las máximas frecuencias.

En la figura I.1 se observan las frecuencias de alturas acumuladas registradas en los años analizados, medidas en porcentaje, y en la figura I.2 se observan las frecuencias de alturas en intervalos de 0.5 m. Estos análisis se realizaron para dos años secos (1983 y 1988), dos lluviosos (1976 y 1977) y dos normales (1980 y 1986).

Debido a que la extrapolación se realizó hacia ambos lados de los puntos de aforo, en los años muy secos predominan alturas que caen dentro de la zona extrapolada, y análogamente en los años muy húmedos se ven fuertemente afectados por los errores que se hallan cometido al hacer esa extrapolación.

Analizando las gráficas de frecuencia se pudo ubicar con mayor precisión como influenciaba la curva H-Q en los años de resultados dudosos.

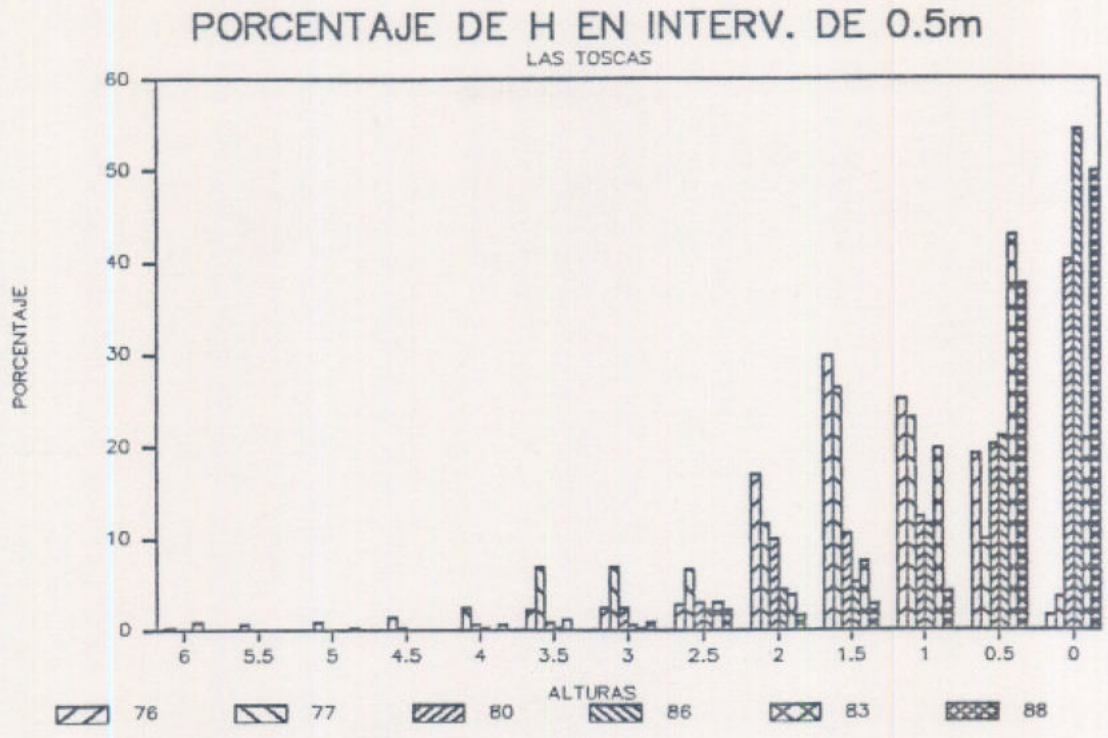


Figura I.1

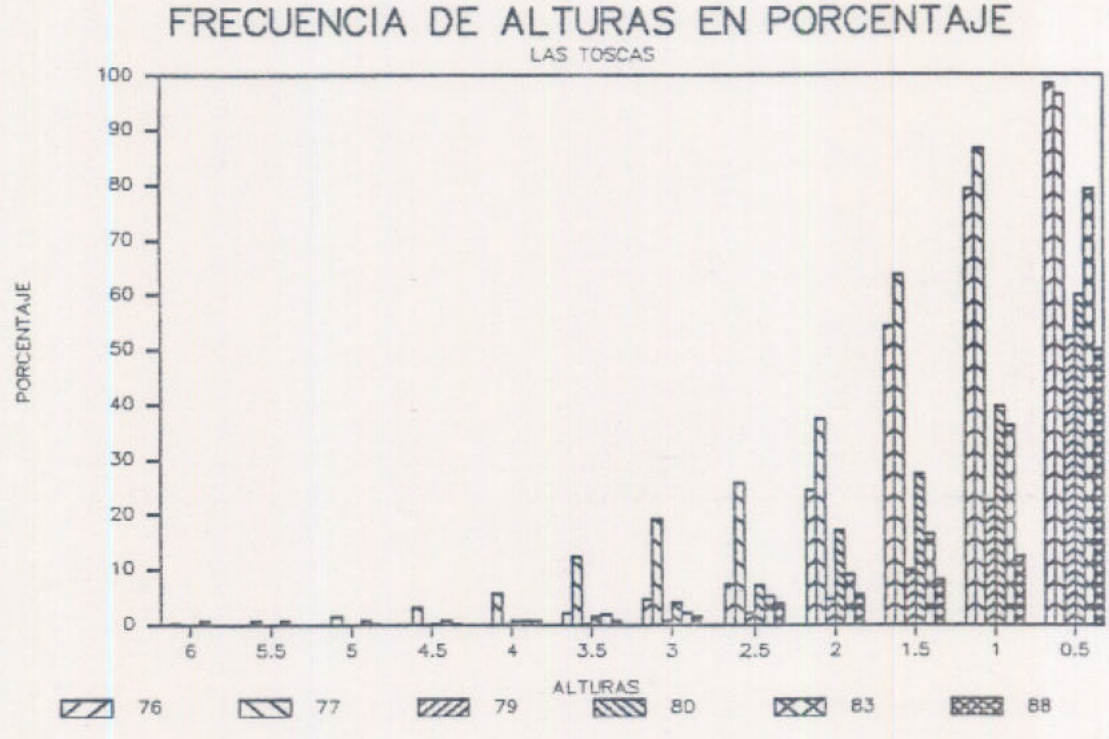


Figura I.2

Los resultados fueron los siguientes:

1976 y 1977 ___predominan alturas entre 1 y 2.5
(esencialmente entre 1 y 2).

1983 y 1988 ___predominan alturas entre 0.5 y 1

1980 y 1986 ___predominan alturas entre 0 y 0.5

c. Nuevo ajuste de la curva de aforo.

Con el apoyo de esta información se procedió a realizar un segundo ajuste de la curva H-Q.
La curva resultante es la siguiente:

$0 \leq H < 0.68 \quad Q = 0.411074 * 2.662256^{H}$

$0.68 \leq H < 2.00 \quad Q = 0.145082 * 12.31412^{H}$

$2.00 \leq H < 2.46 \quad Q = 0.619750 * 5.958032^{H}$

$2.46 \leq H < 3.80 \quad Q = 14.00660 * 1.677448^{H}$

$3.80 \leq H < 5.00 \quad Q = 8.234960 * 1.929088^{H}$

$5.00 \leq H < 7.00 \quad Q = 7.722913 * 1.954016^{H}$

Se calcularon los coeficientes anuales de escorrentía y se obtuvieron los siguientes resultados:

AÑO	C.E.	VOL.PREC. (Hm^3)	VOL.ESC. (Hm^3)
1975	0.40	918.5	365.4
1976	0.55	1012.0	561.0
1977	0.91	1267.0	1159.0
1978			
1979	0.17	763.8	134.7
1980	0.34	1120.0	379.4
1981			
1982	0.25	1050.0	261.6
1983	0.39	1034.0	399.7
1984	0.42	1468.0	530.0
1985	0.41	1061.0	375.6
1986	0.34	1131.0	345.0
1987	0.27	1343.0	323.6
1988	0.22	1209.0	247.9
Total	0.38	13377.3	5082.9

Se observó una mejora en el coeficiente de escurrimiento anual correspondiente al año 1977, siendo 0.91 un valor aceptable ya que es un año lluvioso.

Las posibles causas de errores en los resultados se pueden atribuir a diversos factores:

-Por un lado quedó demostrado por el anterior procedimiento de ajuste que una pequeña variación en la curva H-Q puede producir variaciones significativas en los escurrimientos.

-Por otro lado, el hecho de que se registren alturas cada 24 hrs., y consecuentemente se asuma esta medición hasta obtenerse la próxima, trae acarreado el error de estar considerando un caudal superior o inferior al real.

Por ejemplo, si se mide la altura del pelo de agua en un instante cercano al correspondiente al caudal pico se obtendrá un hidrograma rectangular de caudal constante alto, el escurrimiento resultante puede ser hasta dos veces el real. Estos errores aleatorios, para grandes tormentas, pueden ser importantes y significativos.

2) Cálculo de los Coeficientes de Escorrentía.

A partir de la curva de aforo generada, y las escalas diarias del Paso Las Toscas, se determinaron los volúmenes mensuales de escurrimiento en el período 1975-1988.

A partir de la información diaria de las estaciones pluviométricas, se determinó la precipitación promedio mensual para la cuenca del Arroyo Caraguatá en el Paso Las Toscas.

VOLUMEN ESCURRIDO (Hm^3)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
75	6	2	2	1	36	12	53	77	105	35	35	2
76	3	5	21	62	47	124	27	106	68	17	64	16
77	85	42	101	65	73	114	258	55	90	253	20	3
78	1	1	1	1	1	1	1	2	3	27	33	25
79	2	1	2	2	2	2	2	5	24	44	36	13
80	2	2	50	81	8	64	51	38	2	77	2	2
81	2	3	1	1	1	22	13	1	60	3	10	2
82	2	4	2	1	2	27	49	49	56	46	21	2
83	2	14	6	7	24	6	131	35	51	110	12	2
84	2	39	35	17	101	121	115	10	27	31	30	2
85	1	1	3	14	46	30	78	92	74	30	4	2
86	1	2	25	47	56	24	3	15	25	30	107	12
87	2	1	2	68	39	22	30	88	43	7	10	12
88	94	9	2	2	3	2	31	57	33	13	2	2

VOLUMEN PRECIPITADO (Hm^3)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
75	59	13	101	6	133	56	91	97	188	43	119	12
76	100	35	114	113	81	73	46	137	64	55	92	101
77	131	114	93	59	77	70	331	11	98	178	98	7
78	84	57	72	44	54	108	118	38	29	162	122	96
79	0	50	68	65	15	1	39	65	171	72	134	82
80	51	57	188	126	47	192	27	47	6	182	58	141
81	61	111	32	50	125	100	47	70	159	22	74	38
82	23	164	21	11	120	102	129	103	173	78	114	13
83	40	170	32	57	111	43	184	84	110	85	87	31
84	84	274	32	110	282	173	166	26	94	136	64	26
85	49	34	177	90	125	124	9	142	163	104	28	16
86	164	88	110	93	116	47	53	59	44	121	235	1
87	69	20	169	222	103	28	145	180	68	62	121	158
88	299	48	71	110	69	121	81	112	124	47	77	50

A partir de los volúmenes escurridos y precipitados mensuales se calculan los coeficientes de escorrentías:

COEFICIENTES DE ESCORRENTIA MEDIDOS EN PORCENTAJE

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
75	11.1	11.5	1.5	21.6	26.7	21.5	58.2	79.6	55.7	81.2	29.5	19.3
76	2.6	15.9	18.7	54.7	58.1	170.0	57.9	77.7	105.3	30.6	69.6	16.0
77	64.4	36.7	108.1	110.2	95.6	162.1	78.0	507.3	91.8	142.3	20.9	45.9
78	1.3	1.7	1.5	2.3	2.2	1.3	1.0	5.7	10.2	16.9	27.0	26.0
79	539.4	2.7	2.4	2.5	11.2	107.6	6.1	8.1	14.2	61.3	27.0	15.6
80	3.6	2.7	26.6	64.6	16.5	33.5	186.3	82.3	38.1	42.5	3.6	1.1
81	3.0	2.6	3.4	2.1	0.9	22.1	26.5	1.5	38.1	15.3	13.9	4.5
82	7.0	2.4	11.2	12.9	1.8	26.0	37.9	47.5	32.4	59.6	18.8	15.7
83	3.9	8.2	19.2	12.6	21.9	14.5	70.9	41.6	46.0	128.8	14.2	5.8
84	2.6	14.2	108.3	15.6	35.7	69.5	69.0	39.9	28.5	23.1	47.6	6.9
85	2.9	3.3	1.7	15.8	37.1	24.4	837.3	64.8	45.7	28.9	12.6	10.1
86	0.8	1.8	22.6	50.2	48.2	50.9	5.8	25.3	56.5	24.5	45.4	992.2
87	2.6	7.0	1.4	30.5	38.2	78.4	20.5	48.8	63.0	11.1	8.2	7.4
88	31.3	18.2	3.1	1.6	3.8	1.5	38.6	50.8	26.2	26.9	2.2	4.0

A partir de la serie histórica de precipitaciones mensuales se calcula la precipitación media de cada mes del año, y para el período aforado se calcula la relación precipitación menusual vs. precipitación media mensual:

PRECIPITACION MEDIA MENSUAL (mm)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
96	88	119	107	106	113	97	105	129	113	84	93

PRECIPITACION MENSUAL/PRECIPITACION MEDIA MENSUAL

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
75	0.67	0.16	0.93	0.06	1.38	0.54	1.03	1.01	1.60	0.41	1.55	0.15
76	1.14	0.43	1.05	1.16	0.84	0.71	0.52	1.43	0.55	0.54	1.20	1.19
77	1.50	1.42	0.86	0.60	0.79	0.68	3.74	0.11	0.83	1.73	1.27	0.09
78	0.95	0.71	0.66	0.45	0.56	1.04	1.33	0.39	0.25	1.57	1.60	1.13
79	0.00	0.63	0.63	0.66	0.16	0.01	0.44	0.68	1.45	0.70	1.75	0.97
80	0.58	0.70	1.73	1.29	0.48	1.86	0.31	0.49	0.05	1.76	0.75	1.66
81	0.70	1.39	0.29	0.51	1.29	0.96	0.54	0.73	1.35	0.21	0.97	0.45
82	0.26	2.05	0.19	0.11	1.24	0.99	1.45	1.08	1.47	0.75	1.49	0.15
83	0.45	2.11	0.30	0.58	1.15	0.42	2.08	0.87	0.94	0.83	1.14	0.36
84	0.96	3.41	0.30	1.13	2.92	1.68	1.88	0.27	0.80	1.32	0.83	0.31
85	0.56	0.42	1.63	0.92	1.29	1.20	0.11	1.48	1.38	1.01	0.37	0.19
86	1.88	1.09	1.02	0.95	1.20	0.46	0.60	0.62	0.37	1.17	3.06	0.01
87	0.78	0.24	1.55	2.27	1.07	0.27	1.64	1.88	0.58	0.60	1.57	1.86
88	3.42	0.60	0.65	1.13	0.71	1.18	0.91	1.17	1.05	0.45	1.00	0.59

A partir del criterio de clasificación de los meses en seco, medio y húmedo, se determina:

CLASIFICACION DE LOS MESES EN SECO, MEDIO Y HUMEDO

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
75	S	S	M	S	H	S	M	M	H	S	H	S
76	M	S	M	M	M	S	S	H	S	S	M	M
77	H	H	M	S	M	S	H	S	M	H	H	S
78	M	S	S	S	S	M	H	S	S	H	H	M
79	S	S	S	S	S	S	S	S	H	S	H	M
80	S	S	H	H	S	H	S	S	S	H	M	H
81	S	H	S	S	H	M	S	S	H	S	M	S
82	S	H	S	S	M	M	H	M	H	M	H	S
83	S	H	S	S	M	S	H	M	M	M	M	S
84	M	H	S	M	H	H	H	S	M	H	M	S
85	S	S	H	M	H	M	S	H	H	M	S	S
86	H	M	M	M	M	S	S	S	S	M	H	S
87	M	S	H	H	M	S	H	H	S	S	H	H
88	H	S	S	M	S	M	M	M	M	S	M	S

A partir de la información anterior se ordenan los coeficientes de escorrentía, según: estación, grado de humedad del mes, y grado de humedad del mes precedente.

VERANO (DICIEMBRE, ENERO, FEBRERO)

	Seco	Medio	Húmedo
	7.0	2.6	0.8
	3.9	1.3	2.6
	2.9	2.6	2.4
Precedente	11.5	2.6	8.2
Seco	2.7		
	2.7		
	3.3		
	10.1		
	539.4	16.0	64.4
	3.6		14.2
	15.9		1.1
Precedente	1.7		
	7.0		
Medio	4.5		
	5.8		
	6.9		
	4.0		
	3.0	1.8	31.1
Precedente	18.2	26.0	36.7
Húmedo	19.3	15.6	7.4
	15.7		

OTOÑO (MARZO, ABRIL, MAYO)

	Seco	Medio	Húmedo
	1.5	1.5	26.6
	3.1	18.7	1.7
	2.3	15.6	1.4
Precedente	2.5	1.6	26.7
	2.1	95.6	0.9
Seco	12.9	21.9	
	12.6		
	2.2		
	11.2		
	21.6	22.6	35.7
Precedente	110.2	54.7	37.1
	3.8	50.2	
Medio		58.1	
		48.2	
	3.4	108.1	64.6
Precedente	11.2	15.8	30.5
	19.2	38.2	
Húmedo	108.3		
	16.5		

INVIERNO (JUNIO, JULIO, AGOSTO)

	Seco	Medio	Húmedo
	107.6	1.3	33.5
	57.9	1.5	78.0
	6.1	58.2	70.9
Precedente	5.8		20.5
Seco	8.1		77.7
	82.3		64.8
	1.5		
	25.3		
	170.0	26.0	1.0
	162.1	79.6	37.9
Precedente	14.5	50.8	
	50.9		
Medio	78.4		
	26.5		
	837.3		
	21.5	22.1	69.5
Precedente	186.3	24.4	48.8
	507.3	47.5	
Húmedo	5.7	41.6	
	39.9		

PRIMAVERA (SETIEMBRE, OCTUBRE, NOVIEMBRE)

	Seco	Medio	Húmedo
	10.2	91.8	14.2
	38.1	28.5	38.1
Precedente	56.5	24.5	16.9
	30.6	69.6	42.5
Seco	11.1	13.9	29.5
		2.2	27.0
			8.2
	26.9	46.0	55.7
	12.6	26.2	32.4
Precedente		128.8	142.3
Medio		14.2	23.1
			18.8
			45.4
	105.3	59.6	45.7
Precedente	63.0	28.9	20.9
	81.2	3.6	27.0
Húmedo	61.3	47.6	
	15.3		

Determinación de los valores representativos de cada categoría:

VERANO

Seco

Preced. Seco (7.0+3.9+2.9+11.5+2.7+2.7+3.3+10.1)/8 = 5.5

Se elimina el valor más grande (539.4) y para compensar se elimina el más pequeño (1.7):

Preced. Medio (3.6+15.9+7.0+4.5+5.8+6.9+4.0)/7 = 6.8

Preced. Húmedo (3.0+18.2+19.3+15.7)/4 = 14.1

Medio

Preced. Seco (2.6+1.3+2.6+2.6)/4 = 2.3

Preced. Medio (16.0)/1 = 16.0

Preced. Húmedo (1.8+26.0+15.6)/3 = 14.8

Húmedo

Preced. Seco (0.8+2.6+2.4+8.2)/4 = 3.5

Preced. Medio (64.4+14.2+1.1)/3 = 23.3

Preced. Húmedo (31.1+36.7+7.4)/3 = 25.1

De la misma forma para las demás estaciones, se obtienen los valores de escorrentía que luego se corrigen de forma de mantener una lógica según la condición de humedad y de estación.

En definitiva, del estudio se obtiene el siguiente cuadro de escorrentías, que se analizará a partir del balance hídrico anual y global.

Para ajustar el balance hídrico se indicará con un asterisco que valores de escorrentía son modificados.

VERANO	OTOÑO	INVIERNO	PRIMAVERA
0.05	0.07	0.20	0.15*
0.07	0.11	0.28	0.20*
0.09	0.15	0.35	0.25*
0.09	0.15	0.25	0.25
0.11	0.25	0.32	0.30
0.13	0.33	0.40	0.35
0.14	0.20	0.30	0.30
0.16	0.30	0.38	0.35
0.18	0.35	0.45	0.40

FACTOR SOBRE ESCORRENTIA MES SUPER HUMEDO : 1.30

FACTOR DE PRECIPITACION DE MES SUPER HUMEDO : 2.00

ESCURRIMIENTOS ANUALES EN 100 Hm^3

AÑO	MEDIDOS	CALCULADOS	DIFERENCIA
75	3.67	2.34	1.33
76	5.61	2.06	3.55
78	2.03	2.24	-0.21
79	1.35	1.54	-0.19
80	3.99	2.61	1.38
81	2.67	1.96	0.71
82	2.62	3.05	-0.43
83	4.00	2.63	1.37
84	5.30	4.53	0.77
85	3.76	3.09	0.67
86	3.56	2.94	0.63
87	3.24	4.00	-0.76
88	2.48	2.65	-0.17
TOT	44.28	35.64	8.64

MEDIA = 0.665 DESV. TIPICA = 1.080

OBSERVACIONES:

- El año 77 no se considerará, ya que su elevado escurrimiento haría muy difícil su ajuste.

- Los años 75, 76, 80 y 83 denotan que los coeficientes propuestos son bajos, se procederá a aumentar los coeficientes de escorrentía de los meses secos de la primavera.

VERANO	OTOÑO	INVIERNO	PRIMAVERA
0.05	0.07	0.20	0.20
0.07	0.11	0.28	0.25
0.09	0.15	0.35*	0.30
0.09	0.15	0.25*	0.25
0.11	0.25	0.32*	0.30
0.13	0.33	0.40*	0.35
0.14	0.20	0.30*	0.30
0.16	0.30	0.38*	0.35
0.18	0.35	0.45*	0.40

FACTOR SOBRE ESCORRENTIA MES SUPER HUMEDO : 1.30

FACTOR DE PRECIPITACION DE MES SUPER HUMEDO : 2.00

ESCURRIMIENTOS ANUALES EN 100 Hm^3

MEDIDOS	CALCULADOS	DIFERENCIA
3.67	2.36	1.31
5.61	2.12	3.49
2.05	2.26	-0.21
1.35	1.58	-0.23
3.99	2.64	1.34
2.67	1.97	0.70
2.62	3.05	-0.43
4.00	2.63	1.37
5.30	4.53	0.77
3.76	3.11	0.65
3.56	2.96	0.61
3.24	4.06	-0.82
2.48	2.67	-0.19
44.30	35.94	8.36

MEDIA = 0.643 DESV. TIPICA = 1.075

OBSERVACIONES

- Los años 75, 76 y 80 se ajustaron mejor. Tambien se observa una reducción en la media y en la desviación típica.

- Se procederá a aumentar los coeficientes para el invierno.

VERANO	OTOÑO	INVIERNO	PRIMAVERA
0.05	0.07	0.20	0.20
0.07	0.11*	0.28	0.25
0.09	0.15*	0.36	0.30
0.09	0.15*	0.28	0.25
0.11	0.25*	0.36	0.30
0.13	0.33	0.42	0.35
0.14	0.20*	0.36	0.30
0.16	0.30*	0.42	0.35
0.18	0.35	0.50	0.40

FACTOR SOBRE ESCORRENTIA MES SUPER HUMEDO : 1.30

FACTOR DE PRECIPITACION DE MES SUPER HUMEDO : 2.00

ESCURRIMIENTOS ANUALES EN 100 Hm^3

AÑO	MEDIDOS	CALCULADOS	DIFERENCIA
75	3.67	2.43	1.24
76	5.61	2.21	3.40
78	2.13	2.34	-0.21
79	1.35	1.58	-0.23
80	3.99	2.76	1.23
81	2.69	1.99	0.70
82	2.62	3.16	-0.54
83	4.00	2.79	1.21
84	5.30	4.70	0.60
85	3.76	3.22	0.54
86	3.56	2.96	0.61
87	3.24	4.24	-1.00
88	2.48	2.79	-0.31
TOT	44.40	37.16	7.24

MEDIA = 0.557 DESV. TIPICA = 1.075

OBSERVACIONES

- Mejoraron los años 75, 76, 80 y 83; pero se perjudicó el ajuste sobre el 87.

- Se redujo la media.

- Se aumentarán algunos coeficientes del otoño.

VERANO	OTOÑO	INVIERNO	PRIMAVERA
0.05	0.07	0.20	0.20
0.07	0.13	0.28	0.25
0.09	0.20	0.36	0.30
0.09	0.20	0.28	0.25
0.11	0.28	0.36	0.30
0.13	0.33	0.42	0.35
0.14	0.23	0.36	0.30
0.16	0.29	0.42	0.35
0.18	0.35	0.50	0.40

FACTOR SOBRE ESCORRENTIA MES SUPER HUMEDO : 1.30*

FACTOR DE PRECIPITACION DE MES SUPER HUMEDO : 2.00*

ESCURRIMIENTOS ANUALES EN 100 Hm^3

AÑO	MEDIDOS	CALCULADOS	DIFERENCIA
75	3.67	2.52	1.15
76*	5.61	2.32	3.29
78	2.13	2.34	-0.21
79	1.35	1.58	-0.23
80	3.99	2.84	1.15
81	2.74	2.04	0.70
82	2.62	3.23	-0.61
83	4.00	2.86	1.14
84	5.30	4.74	0.56
85	3.76	3.26	0.50
86	3.56	3.05	0.51
87	3.24	4.29	-1.05
88	2.48	2.86	-0.38
TOT	44.45	37.93	6.52

MEDIA = 0.502 DESV. TIPICA = 1.056

OBSERVACIONES

- Se ajustaron mejor los años 75, 76 y 83.

- Las mejoras sobre el año 76 son muy chicas, siendo éste un año muy desajustado, se procederá a eliminarlo.

- También se reducirán el factor de escorrentía y la relación de precipitación para mes superhúmedo.

VERANO	OTOÑO	INVIERNO	PRIMAVERA
0.05	0.07	0.20	0.20
0.07	0.13	0.28	0.25
0.09	0.20	0.36	0.30
0.09	0.20	0.28	0.25
0.11	0.28	0.36	0.30
0.13	0.33	0.42	0.35
0.14	0.23	0.36	0.30
0.16	0.29	0.42	0.35
0.18	0.35	0.50	0.40

FACTOR SOBRE ESCORRENTIA MES SUPER HUMEDO : 1.10*

FACTOR DE PRECIPITACION DE MES SUPER HUMEDO : 1.70

ESCURRIMIENTOS ANUALES EN 100 Hm^3

AÑO	MEDIDOS	CALCULADOS	DIFERENCIA
75	3.67	2.52	1.15
78	2.13	2.32	-0.19
79	1.35	1.62	-0.27
80	3.99	3.01	0.98
81	2.74	2.04	0.70
82	2.62	3.18	-0.56
83	4.00	2.68	1.32
84	5.30	4.57	0.73
85	3.76	3.26	0.50
86	3.56	2.91	0.65
87	3.24	4.25	-1.01
88	2.48	2.75	-0.27
TOT	38.84	35.12	3.72

MEDIA = 0.310 DESV. TIPICA = 0.712

OBSERVACIONES

- Se observa una notable reducción en la media y la desviación típica.

- Se probará de aumentar el factor sobre escorrentía del mes superhúmedo.

VERANO	OTOÑO	INVIERNO	PRIMAVERA
0.05	0.07	0.20	0.20
0.07	0.13	0.28	0.25
0.09	0.20	0.36	0.30
0.09	0.20	0.28	0.25
0.11	0.28	0.36	0.30
0.13	0.33	0.42	0.35
0.14	0.23	0.36	0.30
0.16	0.29	0.42	0.35
0.18	0.35	0.50	0.40

FACTOR SOBRE ESCORRENTIA MES SUPER HUMEDO : 1.25*

FACTOR DE PRECIPITACION DE MES SUPER HUMEDO : 1.70

ESCURRIMIENTOS ANUALES EN 100 Hm^3

AÑO	MEDIDOS	CALCULADOS	DIFERENCIA
75	3.67	2.52	1.15
78	2.13	2.32	-0.19
79	1.35	1.68	-0.33
80	3.99	3.26	0.73
81	2.74	2.04	0.70
82	2.62	3.22	-0.60
83	4.00	2.82	1.18
84	5.30	4.88	0.42
85	3.76	3.26	0.50
86	3.56	3.07	0.49
87	3.24	4.55	-1.31
88	2.48	2.83	-0.35
TOT	38.84	36.44	2.40

MEDIA = 0.200 DESV. TIPICA = 0.722

OBSERVACIONES

- Aumentó la desviación típica pero, en mayor porcentaje, se redujo la media.

- Se procederá a aumentar nuevamente el factor sobre escurrimiento de mes superhúmedo.

VERANO	OTOÑO	INVIERNO	PRIMAVERA
0.05	0.07	0.20	0.20
0.07	0.13	0.28	0.25
0.09	0.20	0.36	0.30
0.09	0.20	0.28	0.25
0.11	0.28	0.36	0.30
0.13	0.33	0.42	0.35
0.14	0.23	0.36	0.30
0.16	0.29	0.42	0.35
0.18	0.35	0.50	0.40

FACTOR SOBRE ESCORRENTIA MES SUPER HUMEDO : 1.50

FACTOR DE PRECIPITACION DE MES SUPER HUMEDO : 1.70

ESCURRIMIENTOS ANUALES EN 100 Hm^3

AÑO	MEDIDOS	CALCULADOS	DIFERENCIA
75	3.67	2.52	1.15
78	2.13	2.32	-0.19
79	1.35	1.78	-0.43
80	3.99	3.67	0.31
81	2.74	2.04	0.70
82	2.62	3.27	-0.65
83	4.00	3.04	0.96
84	5.30	5.41	-0.11
85	3.76	3.26	0.50
86	3.56	3.33	0.23
87	3.24	5.04	-1.80
88	2.48	2.96	-0.48
TOT	38.84	38.65	0.19

MEDIA = 0.016 DESV. TIPICA = 0.777

OBSERVACIONES

- Se eligió a éste como el mejor ajuste.

I.2 DISEÑO Y OPERACION DEL EMBALSE.

I.2.1 Determinación del Caudal de Aporte al Embalse.

La determinación del caudal mensual de aporte al embalse, se realiza, a partir de la precipitación mensual de la estación más cercana, que disponga como mínimo de un período de registros de 30 años. Para el estudio se dispone de las series históricas (de 60 a 80 años) de las 100 estaciones de la Red Básica Nacional, de la Dirección Nacional de Meteorología, disponibles en UTE a partir del estudio realizado por la consultora LAHMEYER en 1980.

A partir de las cuencas de comparación, como las descritas en el capítulo I.1, se dispone de las tablas de coeficientes de escorrentías, que se seleccionan según la similitud con la cuenca en estudio, respecto a parámetros como: forma, pendiente, tipo y uso de suelo, etc..

Como no siempre es posible encontrar una cuenca de comparación que tenga todos los parámetros parecidos a los de la cuenca de estudio, puede ser conveniente alterar los coeficientes de escorrentía de acuerdo a las diferencias entre los parámetros de las cuencas.

Para ello se puede considerar que a igualdad de los restantes parámetros se puede esperar, mayor escorrentía, si la cuenca por ejemplo, tiene:

una forma más circular, o
una pendiente más pronunciada, o
un suelo más impermeable, o
una cobertura vegetal menos frondosa, o
menor porcentaje de area cultivada.

Definidos los coeficientes de escorrentías mensuales, según la estación del año, y el grado de humedad del mes de cálculo y del mes anterior, a partir de las precipitaciones mensuales de la estación más cercana se puede determinar la precipitación eficaz (PEF).

I.2.2 Diseño del Embalse.

Localizado el sitio del embalse se pueden construir las curvas de volumen y superficie de embalse, en función del nivel de agua almacenada H:

$$V = V(H) \quad y \quad S = S(H)$$

Se dispone de la serie histórica de caudales mensuales a partir de la precipitación eficaz y por tanto de aportes mensuales al embalse:

$$A = A(t)$$

Definida la demanda, se selecciona una altura de vertido Hv y una turbina, que imponen:

Volumen máximo	Vmax= V(Hv)
Volumen vertido	Vv = V(H-Hv)
Volumen turbinado	Vt = V(H,t)

condicionado a que H sea mayor que un Hmin de operación de la turbina.

El diseño del embalse se realiza a partir del balance hídrico, aplicado al mes (i).

$$V' = V_{i-1} + A_i$$
$$H' = V^{-1}(V')$$
$$H'' = (H' + H_{i-1})/2$$
$$V_i = V' - Vv(H'') - Vt(H'') - EVP_i * S(H'')$$
$$H_i = V^{-1}(V_i)$$

Se realizó un programa considerando que en promedio llueve 5 días al mes, por lo que la escorrentía mensual se reparte en 5 eventos, en los días 1, 7, 13, 19 y 25 de cada mes.

Si el volumen resultante en cada evento :

$$V' = V_{i-1} + A_i/5$$

supera el valor del volumen máximo determinado anteriormente, el volumen excedente se considera como volumen vertido (Vv) y el volumen actual se hace igual al volumen máximo (Vmax). En caso contrario, se considera que el volumen vertido es cero y se recalcula la altura y superficie del embalse.

Conocida la superficie del embalse se determina el volumen evaporado a partir del método de Thornthwaite en ese mes del año y se recalcula el volumen del embalse, ajustándose estos valores en caso que el volumen resultante sea negativo. Luego, se recalcula la altura del embalse.

Una vez determinado el aporte al embalse y los vólumenes vertidos y evaporados, se calculan los vólumenes turbinados y el número de días en que se turbina. A estos efectos, el programa pasa a una simulación de tipo diario. Al comenzar cada mes se inicializan en cero las variables Dturbin (nro. de días turbinados) y Vt (volumen turbinado). Para cada período entre eventos, se compara H con Hmin. En caso que H sea menor que Hmin no es posible turbinar, pasándose al evento siguiente. En cambio, si H supera a Hmin se calcula el volumen turbinado.

En una primera aproximación se considera potencia constante y, por lo tanto, el volumen turbinado es función de la altura H. Una vez determinado el volumen turbinado en el día se recalcula el volumen del embalse, controlándose que éste

sea positivo y superior a Vmin, realizándose los ajustes que corresponden en caso que no se cumpla esa condición. Si existe volumen turbinado, se incrementa la variable Dturbin y se actualiza el valor de Vturbin, repitiéndose el cálculo anterior hasta completar el período entre eventos.

Finalmente, al culminar el período entre eventos, el volumen final del embalse se hace igual a V_{i-1} para, posteriormente, repetir el cálculo descripto para el período entre eventos siguiente.

Como resultado de aplicar este algoritmo, se tendrá:

- Durante cuantos meses de la serie histórica de datos se puede garantizar la potencia demandada, o sea el riesgo del sistema.
- Volumen de agua es vertido.

Si el riesgo no es el adecuado al tipo de demanda o, se vierte muy poco, se puede realizar el cálculo con otra Hv y otra turbina si es necesario.

I.3 DISEÑO DEL ALIVIADERO.

Para el diseño del aliviadero, se debe determinar el hidrograma de crecidas, el cual se laminará en el embalse si este existe.

El método propuesto es el del Hidrograma Triangular del Departamento de Suelos de los EE.UU. ("Soil"), incorporándole la información pluviográfica de valores extremos del Uruguay. Ver Capítulo I.4.

I.3 1 Determinación del Hidrograma de Crecidas.

El método necesita conocer:

- Superficie de la cuenca (km^2).
- Longitud (km) y desnivel (m) de hasta tres tramos del Cauce Principal.
- Número de Suelo, según clasificación del "Soil"
- Factor de infiltración, IS, tal que I=IS*0.12 cm/h.
- Precipitación Máxima (cm), correspondiente a un Período de Retorno de 100 años, y a una Duración de 3 hs.
- Vida Util de la obra (años)
- El Riesgo o el Período de Retorno (Tr, años), que define la seguridad de la obra.

Mediante un programa se calcula:

- Tiempo de Concentración de la Cuenca (h).
- Intervalo de tiempo (D) en que se divide la precipitación de forma que $D < Tc/5.5$ y $D > 0.25$ h.

- La Diferencia Potencial de escurrimiento (S).
- El Período de Retorno o el Riesgo.
- La Precipitación Máxima, corrigiendo según el valor de Tr.
- Las Precipitaciones Máximas para duraciones de 1*D a 24*D.
- Las Precipitaciones Máximas, corrigiendo según el área de la cuenca.
- La tormenta de diseño reordenado los primeros seis incrementos de precipitación según la propuesta del "Soil".
- Los Parámetros del Hidrograma triangular.
  - Tiempo Pico: Tp (h)
  - Tiempo Base: Tb (h)
  - Caudal Pico: Qp ($m^3/s/cm$)
- Las precipitaciones eficaces según el "Soil".
- El Hidrograma correspondiente a la tormenta de diseño seleccionada.

I.3.2 Laminado del Hidrograma en el Embalse.

Para el Laminado de la Crecida, es necesario conocer:

- Curva de Volumen de Almacenamiento, en función del nivel de agua almacenada, V=V(H).
- Cota (Hv, m) y ancho (Bv, m) del vertedero.
- Condiciones de vertimiento, coeficiente de descarga (Cv):

$$Q(H) = Cv * Bv * \sqrt{g} * (2/3 * (H - Hv))^{3/2}$$

Cresta Aguda	Cv = 0.81
Cresta Redondeada	Cv = 0.91
Flujo Crítico	Cv = 1.00

- Nivel inicial del embalse.
- Si la descarga es a través de un canal, la pendiente y rugosidad del mismo.

El diseño del aliviadero se realiza a partir del balance hídrico en cada intervalo (Dt) en que está dividido el hidrograma. Si:

V_i = Volumen almacenado en el instante i*Dt.
A_i = Aporte del hidrograma en el intervalo i.
V_v = Volumen vertido en el intervalo i.

se tiene:

$$V^* = V_{i-1} + A_i$$
$$H^* = V^{-1}(V^*)$$
$$H^{**} = (H^* + H_{i-1})/2$$
$$V_v = Q(H^{**}) * Dt$$
$$V_i = V^* - Vv$$
$$H_i = V^{-1}(V_i)$$

Se realizó un programa que calcula:

- Caudal y tiempo pico de la avenida de diseño.

- Volúmen escurrido.
- Caudal y tiempo pico del hidrograma de vertimiento.
- Altura del embalse, en las condiciones máximas de vertimiento, altura del vertedero y por tanto de la presa, sin considerar oleaje.
- Si existe canal de descarga, características del flujo, sub o super crítico.

I.4 HIDROGRAMAS DE CRECIDAS PARA CUENCAS PEQUEÑAS (AREA < 2500 Km^2)

MATERIAL PARA LOS CURSOS DE HIDROLOGIA.

Elaborado por: José Luis Genta
Ingeniero Civil (H y S)
Profesor Agregado
Dpto. de Mecánica de los Fluidos
Facultad de Ingenieria
Uruguay.

Introducción

En este trabajo se presenta el método del Hidrograma Unitario Triangular, aplicado al Uruguay a partir de la información hidrometeorológica existente.

El método utiliza la relación precipitación-duración-área y el parámetro de escurrimiento, Número de Suelo (NS), del Soil Conservation Service de EE.UU. (SCS).

Se puede optar entre:

a) Determinar hidrograma de crecidas máximas, para un riesgo y vida útil seleccionado, elaborando una tor-menta de diseño tal como lo recomienda el SCS.

b) Determinar hidrograma de crecida correspondiente a una tormenta que se introduce como dato.

I.4.1 Hidrograma Unitario Triangular.

El método del hidrograma unitario triangular (Referencia [1]), (Figura I.4.1), supone que una unidad de lluvia (1 cm) que precipita uniformemente en la cuenca durante un intervalo de tiempo D (hs), genera en el punto de salida de la cuenca, un hidrograma triangular de altura q_p (caudal pico, m^3/s) en un tiempo pico t_p (hs) y un tiempo base t_b (hs) tal que:

$$q_p = 2.08\ A/t_p \qquad (m^3/s) \qquad \text{Ec. I.4.1}$$

$$t_p = D/2 + 0.6\ t_c \qquad (hs) \qquad \text{Ec. I.4.2}$$

$$t_b = 2.67\ t_p \qquad (hs) \qquad \text{Ec. I.4.3}$$

siendo tc el tiempo de concentración de la cuenca:

$$t_c = 0.95\ (L^3/H)^{0.385} \qquad (hs) \qquad \text{Ec. I.4.4}$$

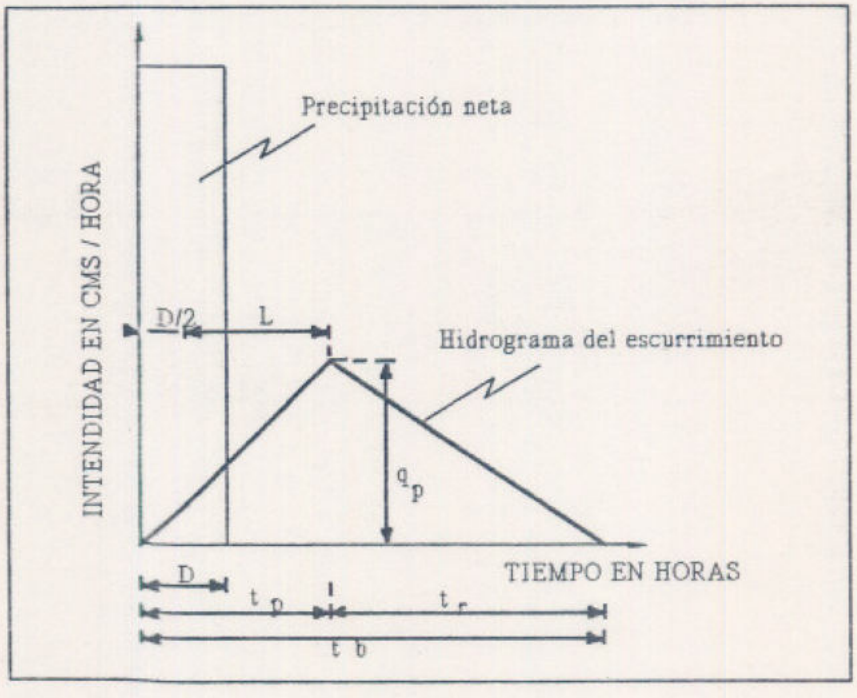


Figura I.4.1. Análisis del hidrograma triangular.

I.4.2. Tormenta de diseño.

A partir del Soil Conservation Service (SCS) se proponen los siguientes criterios para la construcción de la tormenta de diseño:

1) Selección del intervalo de tiempo D.

El intervalo de tiempo en que se divide la tormenta debe cumplir:

$$D < t_c/5.5 \qquad \text{Ec. I.4.5}$$

pero a su vez no debe ser demasiado pequeño pues el criterio de que la precipitación es uniforme en toda la cuenca sería poco aceptable. Se proponen los siguientes valores de D:

Si $t_c < 3$ $D = 0.25$ hs. Ec. I.4.6

Si $3 < t_c < 6$ $D = 0.5$ hs. Ec. I.4.7

Si $6 < t_c < 12$ $D = 1.0$ hs. Ec. I.4.8

Si $12 < t_c$ $D = 2.0$ hs. Ec. I.4.9

2) Selección de la vida útil Tu y el riesgo r.

Los valores de Tu y r se deben definir en base a las características de las obras a construir, costos de las obras de protección y evaluación de los costos de los daños que se ocasionarían si la tormenta supera a la de diseño.

3) Determinación de los valores de precipitación máxima.

En la Figura I.4.2 se determina el tiempo de retorno Tr correspondiente a los valores de Tu y r seleccionados en 2). En la Figura I.4.3. se localiza la cuenca de estudio y se determina la precipitación máxima para Tr=100 años y D=3 horas. En las Figuras I.4.4 y I.4.5 se determinan los coeficientes de corrección según los valores de Tr y D de la lluvia de diseño que se considere. De esta forma se presenta en una forma más compacta, el estudio de las precipitaciones máximas para el Uruguay, elaborado por el Dr. Ing. Alberto Rodríguez Fontal (Referencia [2]).

Con lo valores de precipitación hallados se conforma la tormenta de diseño, la propuesta del SCS se presenta en la Tabla I.4.1.

1	2	3	4
DUR	PRE	INC-PRE	INC-TOR
1D	P 1	I-P 1	I-P 6
2D	P 2	I-P 2	I-P 4
3D	P 3	I-P 3	I-P 3
4D	P 4	I-P 4	I-P 1
5D	P 5	I-P 5	I-P 2
6D	P 6	I-P 6	I-P 5
12D	P 7	I-P 7	I-P 7
24D	P 8	I-P 8	I-P 8

Tabla I.4.1.

Según el criterio 1) se obtienen los valores de la columna 1. Según los criterios 2) y 3) se determinan los valores de precipitación correspondientes a cada duración y se ubican en la columna 2. En la columna 3 se tiene la diferencia de

valores sucesivos de la columna 2. La columna 4 son los valores incrementales de la tormenta de diseño que resultan de reordenar la columna 3.

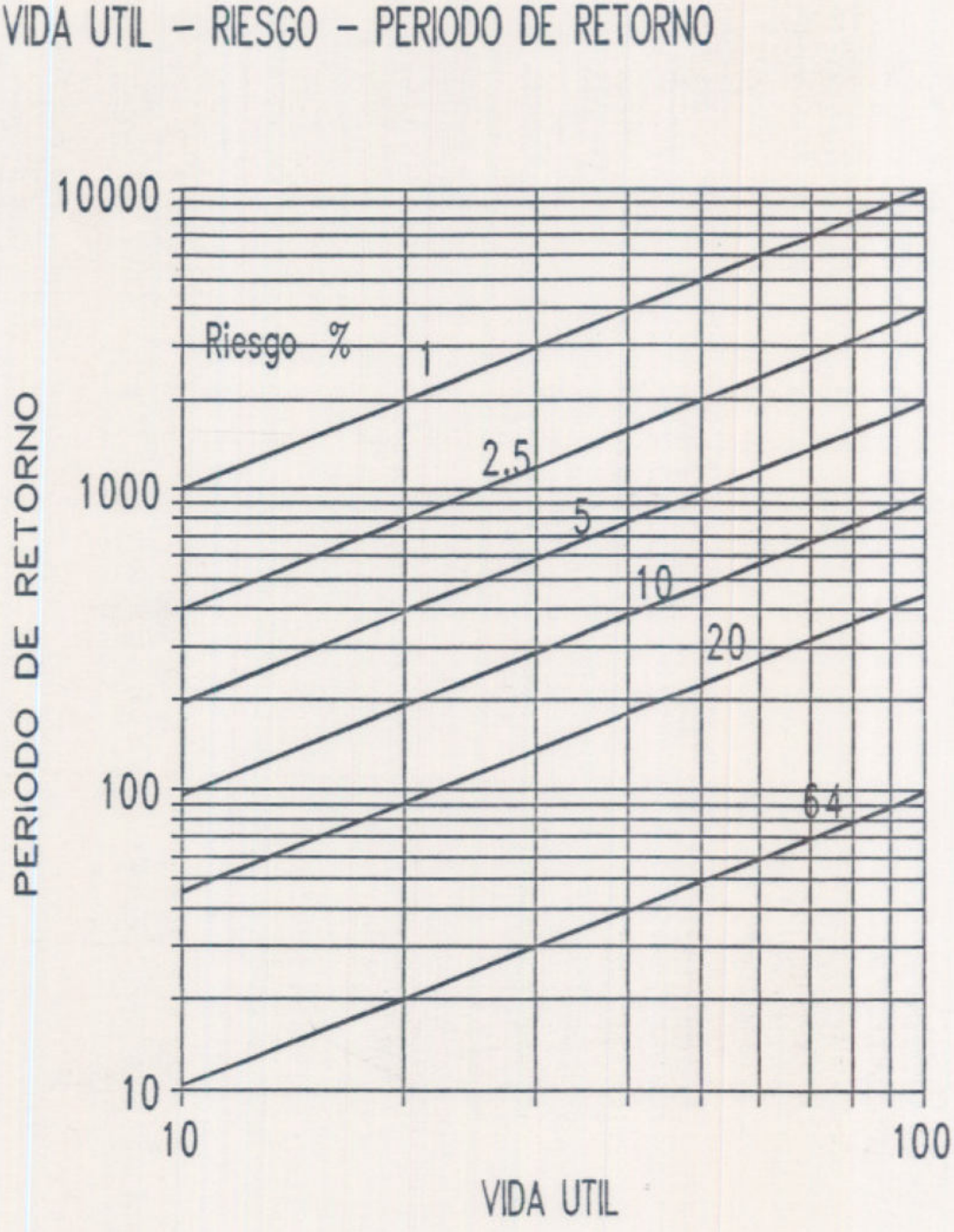

VIDA UTIL - RIESGO - PERIODO DE RETORNO
10000
1000
100
10
PERIODO DE RETORNO
Riesgo %
1
2,5
5
10
20
64
10
100
VIDA UTIL

Figura I.4.2

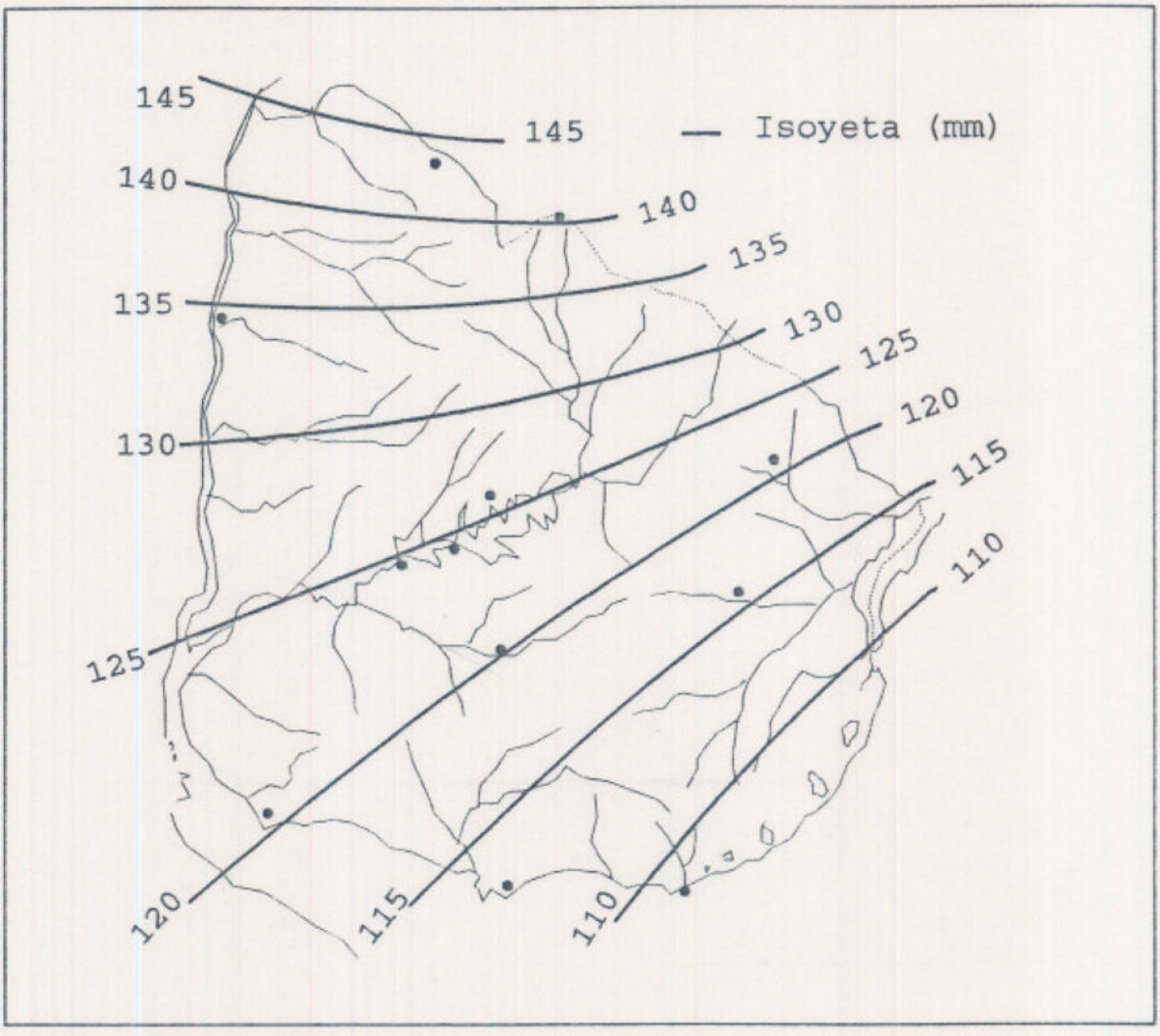

145
140
135
130
125
120
115
110
145
140
135
130
125
120
115
110
— Isoyeta (mm)

Figura I.4.3.

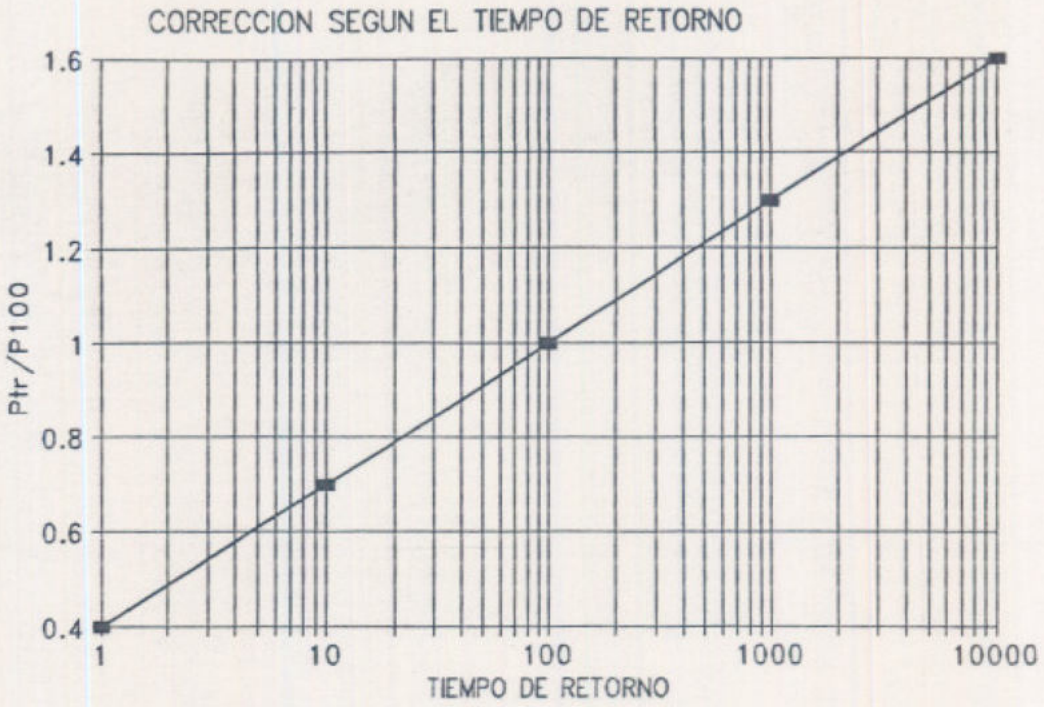


Figura I.4.4

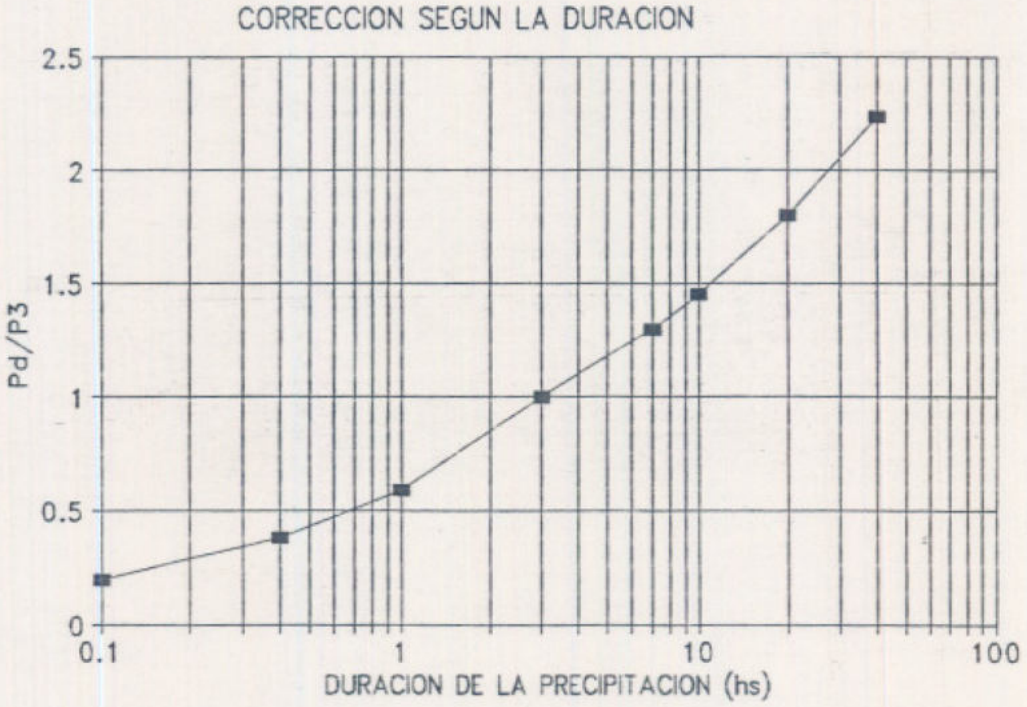


Figura I.4.5

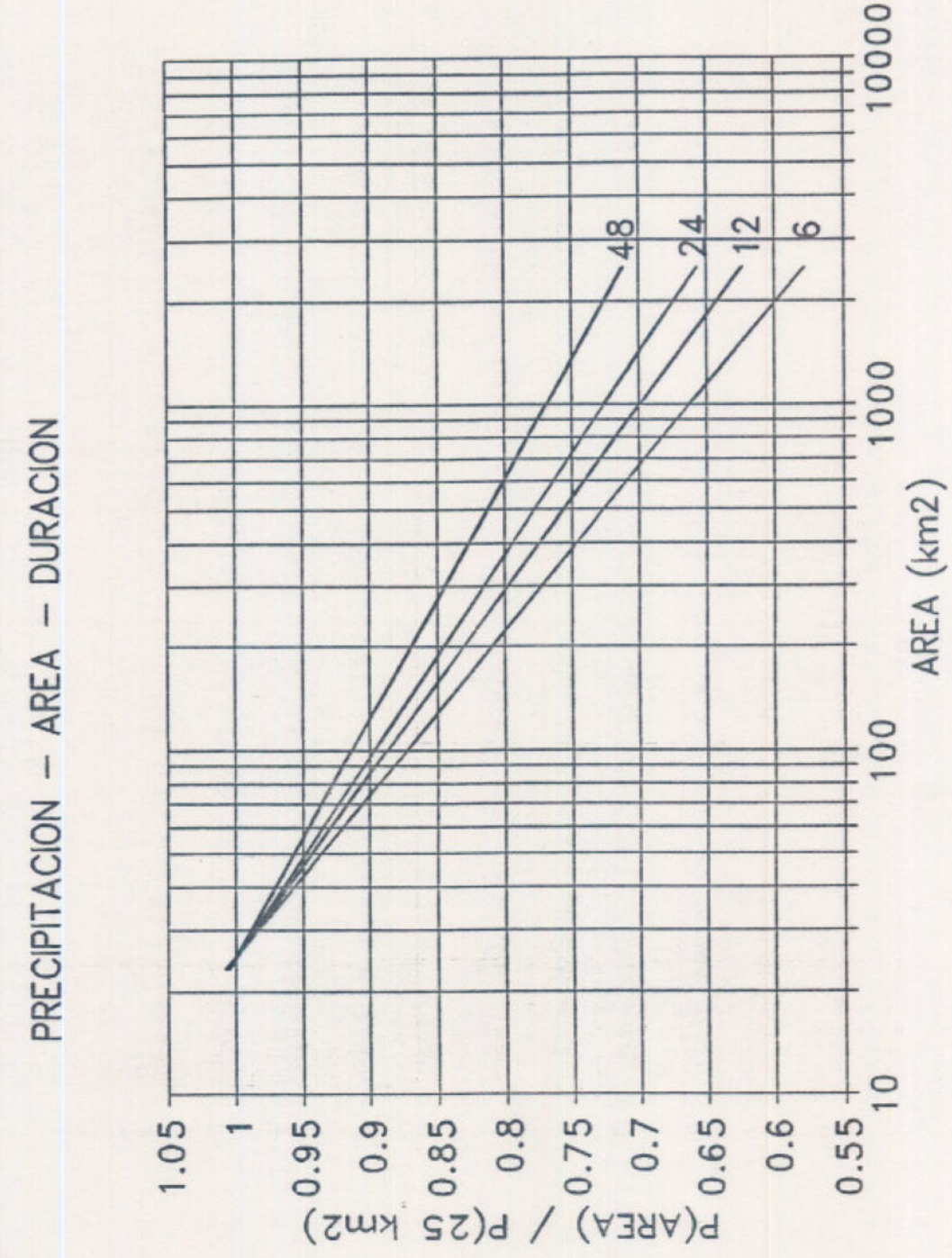

PRECIPITACION – AREA – DURACION
P(AREA) / P(25 km2)
AREA (km2)
1.05
1
0.95
0.9
0.85
0.8
0.75
0.7
0.65
0.6
0.55
10
100
1000
10000
48
24
12
6

Figura I.4.6

I.4.3 Corrección de los valores de precipitación según el área de la cuenca

Debido a que los valores medidos de precipitación corresponden a valores extremos puntuales, y el método considera una precipitación uniforme en toda la cuenca, es necesario corregir la precipitación (columna 2 de la Tabla I.4.1) según el área de la cuenca.

Al no existir un estudio Precipitación-Duración-Area en ninguna región del país, se puede optar por alguno de los gráficos presentado por el SCS, en principio por condiciones geográficas se optó por el ábaco de la zona 6 (Referencia [3]).

El ábaco del SCS se ajustó de forma tomar las áreas en km^2 y considerando para cada duración de lluvia la relación entre la precipitación para un área dada y la precipitación puntual (25 km^2). Se asume que para duraciones de precipitación menores de 6 horas la curva precipitación-área es la curva de 6 horas (Figura I.4.6).

El ábaco Precipitación-Duración-Area limita la extensión de las cuencas a 2500 km^2 lo cual está de acuerdo con la hipótesis de uniformidad de la precipitación en toda la superficie de la cuenca.

I.4.4 Determinación del escurrimiento.

Para la determinación del escurrimiento acumulado (Referencia [4]), se utiliza la relación Precipitación-Escurrimiento propuesta por el SCS, que es la más sencilla que cumple las siguientes condiciones:

a) El escurrimiento (Q) comienza a partir de una precipitación mínima Po, o sea:

$$\text{si } P < Po \text{ entonces } Q = 0. \qquad \text{Ec. I.4.10}$$

b) El escurrimiento para valores altos de P es asintótico con :

$$Q = P - Po - S \qquad \text{Ec. I.4.11}$$

siendo S la diferencia máxima potencial entre P y Q.

La función más sencilla que es tangente al eje de las precipitaciones en Po y tiene como asíntota la ecuación I.4.11 es:

$$Q = (P - Po)^2 / (P - Po + S) \qquad \text{Ec. I.4.12}$$

A partir de estudios hidrológicos de un gran número de cuencas de los EE.UU. el SCS propone una relación entre Po y S tal que:

$$Po = 0.2\ S \qquad \text{Ec. I.4.13}$$

por tanto se tiene:

$$\text{si } P < 0.2\ S \quad Q = 0 \qquad \text{Ec. I.4.14}$$

si $P > 0.2\ S$ $\quad Q = (P - 0.2\ S)^2 / (P + 0.8\ S)$

Ec. I.4.15

Para la determinación de S el SCS define el Número de Suelo (NS), el cual se determina a partir del tipo, uso y condición del suelo:

$$S = 2.54\ (1000 / NS - 10) \qquad \text{Ec. I.4.16}$$

El SCS clasifica los tipos de suelos en cuatro grupos:

Grupo A: Potencial de escurrimiento mínimo, incluye a las arenas profundas con poco limo y arcilla.

Grupo B: Comprende los suelos arenosos menos profundos que los del grupo A, pero que tienen una infiltración media superior después de haberse mojado completamente.

Grupo C: Comprende los suelos poco profundos y los que contienen mucha arcilla y coloides aunque menos que el grupo D. Tienen una infiltración menor a la promedio después de la saturación.

Grupo D: Potencial de escurrimiento máximo. Suelos con arcillas que más aumentan de volumen al mojarse, y suelos poco profundos con sub-horizontes casi impermeables cerca de la superficie.

Respecto a las condiciones antecedentes del suelo se caracterizan tres casos:

Condición I.- Suelos secos, pero no hasta el punto de marchitez. Esta condición no se adecúa para determinar la avenida de diseño.

Condición II.- Es el caso promedio de las condiciones que han precedido a la ocurrencia de la avenida máxima anual en numerosas cuencas.

Condición III.-Se presentan cuando ha llovido mucho o poco y han ocurrido bajas temperaturas durante los cinco dias anteriores a la tormenta y el suelo esta casi saturado.

A partir de las tablas del SCS se puede determinar NS según el grupo , uso y condiciones del suelo (Tablas I.4.2, I.4.3, I.4.4). El valor de NS de toda la cuenca resulta de analizar los diferentes tipos y coberturas de suelo de la cuenca y realizar una media ponderada por el área.

La infiltración máxima se considera acotando las pérdidas de forma que estas no sean menores a 0.12 cm/h para los suelos de los grupos B y C, y no menores de 0.24 cm/h para los suelos del grupo A.

NUMERO DE SUELO PARA LAS DIFERENTES COMBINACIONES HIDROLOGICAS SUELO-VEGETACION

(PARA LA CUENCA EN CONDICIONES II, Y Po = 0.2 S)

Uso de suelo y cubierta	Tratamiento o método	Condición para la infiltración	Grupo hidrológico del suelo A	B	C	D
Barbecho	SR		77	86	91	94
Cultivos en hileras	SR	Mala	72	81	88	91
	SR	Buena	67	78	85	89
	C	Mala	70	79	84	88
	C	Buena	65	75	82	86
	CyT	Mala	66	74	80	82
	CyT	Buena	62	71	78	81
Granos pequeños	SR	Mala	65	76	84	88
	SR	Buena	63	75	83	87
	C	Mala	63	74	82	85
	C	Buena	61	73	81	84
	CyT	Mala	61	72	79	82
	CyT	Buena	59	70	78	81
Legumbres tupidas[1] o rotación de praderas	SR	Mala	66	77	85	89
	SR	Buena	58	72	81	85
	C	Mala	64	75	83	85
	C	Buena	55	69	78	83
	CyT	Mala	63	73	80	83
	CyT	Buena	51	67	76	80
Pradera o pastizal		Mala	68	79	86	89
		Regular	49	69	76	84
		Buena	39	71	74	80
	C	Mala	47	67	81	88
	C	Regular	25	59	75	83
	C	Buena	6	35	70	79
Pradera (permanente)			30	58	71	78
Bosques (lotes de bosques)		Mala	45	66	77	83
		Regular	36	60	73	79
		Buena	25	55	70	77
Cascos de los ranchos			59	74	82	86
Caminos[2] (revest.)			72	82	87	89
(con pav. duros)			74	84	90	92

[1] Sembrados juntos o a boleo.
[2] Incluyendo el derecho de vía.
SR = Hileras rectas.
C = Por lineas de nivel.
CyT = Terrazas a nivel.

Tabla I.4.2.

NUMERO DE SUELO PARA LOS COMPLEJOS SUELO-VEGETACION

BOSQUES COMERCIALES O NACIONALES, PARA CONDICIONES II, Y Po = 0.2 S.

Clase de la condición hidrológica	Grupo hidrológico del suelo A	B	C	D
I. La peor	56	75	86	91
II. Mala	46	68	78	84
III. Media	36	60	70	76
IV. Buena	26	52	62	69
V. Mejor	15	44	54	61

Tabla I.4.3.

CONVERSIONES DEL NUMERO DE SUELO DE LA CONDICION II A LAS CONDICIONES I Y III

Número de suelo Condición II	Número de suelo correspondiente Condición I	Condición III
100	100	100
95	87	99
90	78	98
85	70	97
80	63	94
75	57	91
70	51	87
65	45	83
60	40	79
55	35	75
50	31	70
45	27	65
40	23	60
35	19	55
30	15	50
25	12	45
20	9	39
15	7	33
10	4	26
5	2	17
0	0	0

Tabla I.4.4.

I.4.5. Aplicación

En base al programa desarrollado en Lotus/PC, se determinó el hidrograma de crecidas para una tormenta de diseño y para una tormenta conocida, en la cuenca del Arroyo Corrales, siendo 11.5 cm la precipitación máxima para 3 horas de duración y 100 años de período de retorno, y tiene las siguientes características morfométricas:

S (km^2)	H (m)	L (km)	NS
105	110	8	79
	70	27	

Para estos datos se calcula el tiempo de concentración:

$$t_c = 10.05 \text{ hs.}$$

A partir del tiempo de concentración se tienen los parámetros de los hidrogramas unitarios:

D (hs)	1	6	12
t_p (hs)	6.53	9.03	12.03
q_p (m^3/s)	33.45	24.19	18.16
t_b (hs)	17.44	24.11	32.12

1) Tormenta de diseño.

La tormenta de diseño queda definida por:

$$Tu = 10 \text{ años}, \quad r = 5 \%.$$

El cálculo de la escorrentía directa es presentado en la siguiente tabla, y el hidrograma de crecidas en la Figura I.4.7.

CALCULO DEL ESCURRIMIENTO (cm)

1	2	3	4	5	6	7	8
DUR	PRE	INC PRE	TOR	P	Q	INC Q	DEF
1	6.46	6.46	0.65	0.65	0.00	0.00	0.65
2	8.96	2.50	0.90	1.55	0.01	0.01	0.90
3	11.14	2.18	2.18	3.73	0.62	0.61	1.56
4	12.05	0.90	6.46	10.19	5.01	4.39	2.07
5	12.80	0.75	2.50	12.69	7.11	2.10	0.40
6	13.44	0.65	0.75	13.44	7.74	0.63	0.12
12	16.49	3.04	3.04	16.49	10.07	2.32	0.72
24	20.13	3.64	3.64	20.13	12.27	2.20	1.44

Tabla I.4.5.

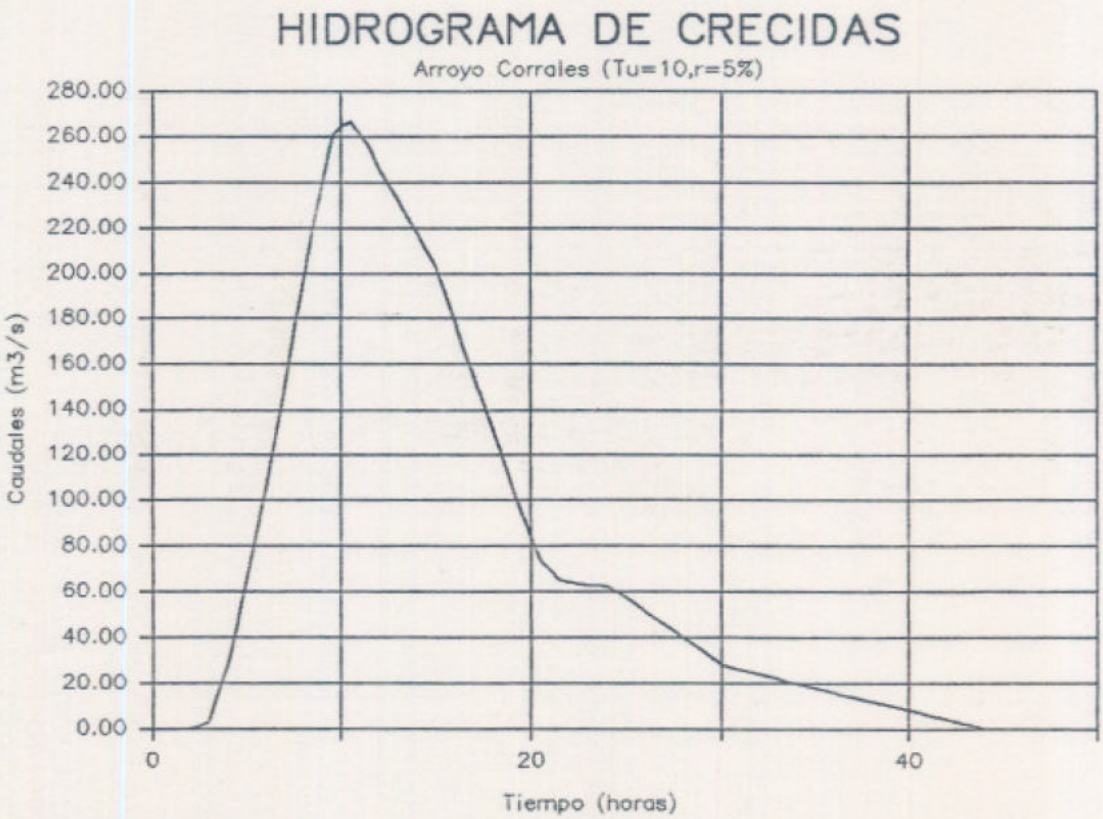


Figura I.4.7

2) Tormenta conocida.

La escorrentía directa se calcula en la tabla I.4.6, en la columna 2, se encuentra la precipitación acumulada de la tormenta del 9/12/76, al considerar precipitaciones medias me-didas no se toma en cuenta la corrección según el área de la cuenca.
El hidrograma de crecidas se tiene en la Figura I.4.8.

CALCULO DEL ESCURRIMIENTO (cm)

1	2	3	4	5	6
DUR	PRE	INC P	Q	INC Q	DEF
1	2.00	2.00	0.06	0.06	1.94
2	10.00	8.00	4.86	4.80	3.20
3	14.00	4.00	8.25	3.39	0.61
4	15.00	1.00	9.13	0.88	0.12
5	15.00	0.00	9.13	0.00	0.00
6	18.00	3.00	11.85	2.72	0.28
7	23.00	5.00	16.50	4.66	0.34
8	25.00	2.00	18.38	1.88	0.12

Tabla I.4.6.

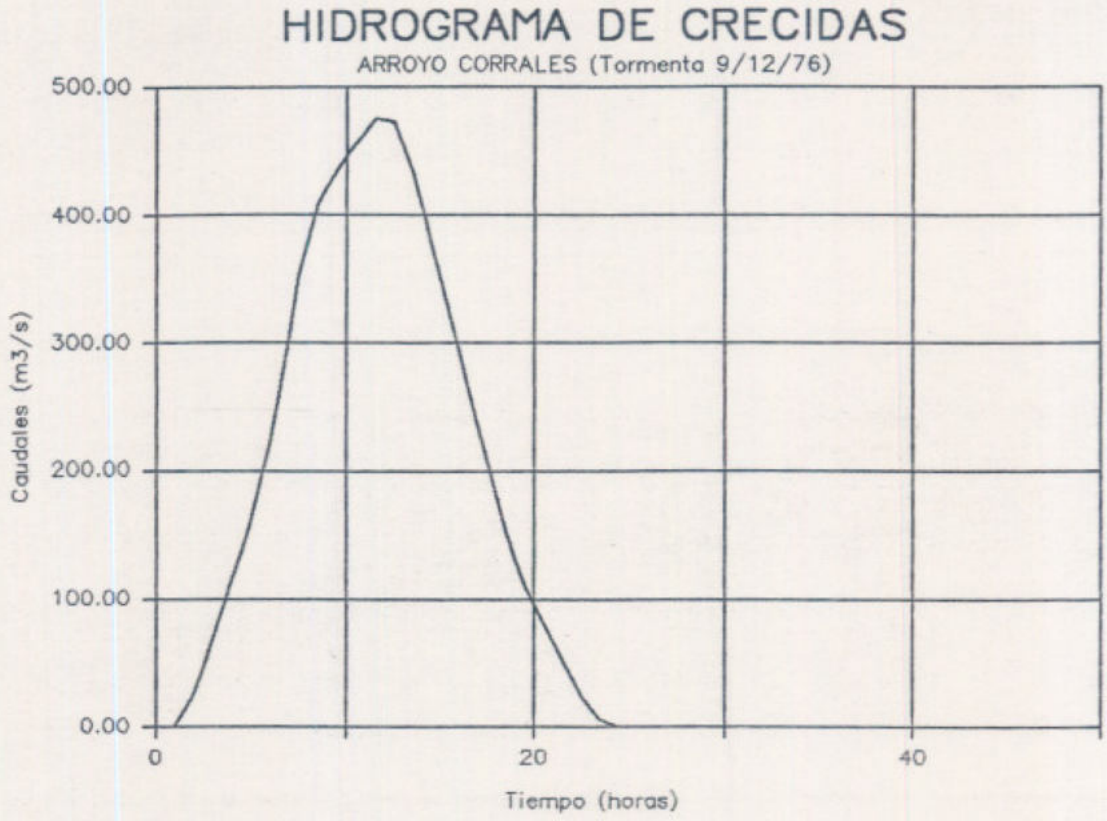

HIDROGRAMA DE CRECIDAS
ARROYO CORRALES (Tormenta 9/12/76)
500.00
400.00
300.00
200.00
100.00
0.00
Caudales (m3/s)
0
20
40
Tiempo (horas)

Figura I.4.8

I.4.6 Limitaciones en la aplicación del método. Estudios a realizar.

1. Precipitaciones Máximas.

El estudio realizado por A. Rodriguez Fontal, publicado en 1980, se realizó en base a la información de doce pluviógrafos, que tenían un periodo de registro de 5 a 14 años, excepto Montevideo con un periodo de registro de 69 años.

Considerando que existen registros que duplicarian el periodo de estudio promedio de 1980, es de suma importancia procesar dicha información elaborando los nuevos ábacos de las sub-regiones consideradas.

2. Curvas Precipitación-Duración-Area (PDA).

Este trabajo debió adoptar como válidas las curvas PDA del Soil Conservation Service de los EE.UU., debido a que no se dispone de la información necesaria para confeccionar las curvas correspondientes a nuestro país.

Para lograr confeccionar dichas curvas es necesario instalar una red pluviográfica en un área de aproximadamente 2000 km^2, de forma de poder considerar tormentas de gran intensidad.

3. Clasificación Hidrológica de los Suelos.

El SCS presenta un parámetro de escurrimiento (NS) que se determina a partir de una clasificación, de más de 2000 tipos de suelos, en cuatro grupos hidrológicos. Debido que no se dispone de una clasificación hidrológica de los suelos

del Uruguay, se tiene que adoptar uno de los grupos del SCS en base a la descripción general del grupo.

En Uruguay se dispone de una detallada clasificación de suelos, un estudio a realizar es la reclasificación hidrológica en base a la comparación de nuestros suelos con los 2000 tipos de suelos descriptos por el SCS. A su vez dicho estudio se podría complementar con la determinación de los diferentes parámetros de mecánica de suelos.

4. Selección de la Vida Util y el Riesgo.

La utilización de los conceptos de Vida Util y Riesgo, permite un diseño técnico económico de las obras más ajustado, principalmente en lo que respecta a la obras de protección y seguridad, las cuales se deben evaluar en función del costo marginal que significa más seguridad, frente a los costos de los daños que se evitan.

Se puede realizar una propuesta inicial según el tipo de obra y su localización, que luego sería analizada en concreto en base a los costos de las obras.

5. Calibración del Modelo.

Muchos de los parámetros considerados, por ejemplo:

- Los coeficientes 0.6 y 2.67 del tiempo pico y el tiempo base respectivamente.
- El coeficiente 0.2 que relaciona Po y S.

corresponden a un promedio de diferentes cuencas estudiadas en EE.UU.. Dichos coeficientes pueden ser ajustados si se

dispone de cuencas de menos de 2500 km^2 de superficie, con suficiente información hidrometeorológica:

- Red de pluviógrafos
- Aforo limnigráfico
- Uso, tipo y condiciones del suelo.

El organizar por lo menos una cuenca en estas condiciones facilitará el calibrado de este y de cualquier otro modelo hidrológico que se desarrolle.

I.4.7. Referencias bibliográficas.

1. U. S. Department of the Interior Bureau of Reclamation. Washington, D. C., *Diseño de Presas Pequeñas*. . Cap. 2.

2. Dr. Ing. Alberto Rodríguez Fontal, "Ecuaciones y ábacos para drenaje,...", *Boletín de la Facultad de Ingeniería. Universidad de la República*, Uruguay. Vol XIV, Nº 2. 1980.

3. *Diseño de Presas Pequeñas*. o. p., pag. 64.

4. *Diseño de Presas Pequeñas*. o. p., Anexo A.

I.5 ESTIMACION DEL CAUDAL TURBINADO SEGUN VOLUMEN A EMBALSAR

Introducción.

La determinación de la selección del tipo de microturbina está vinculada a dos parámetros que son los siguientes: el caudal a turbinar y la altura neta.

La altura neta y el volumen de embalse se estiman a partir de las características topográficas del punto de cierre de la cuenca.

En este capítulo se realiza la primera estimación del volumen útil necesario a embalsar utilizando datos mensuales de aportaciones y demandas, ignorando factores como la evaporación y precipitación directa en el vaso

El volumen de embalse determina la regulación y de esta se deduce el caudal a turbinar.

I.5.1 Metodología.

El cálculo del volumen útil necesario se realiza mediante un análisis numérico con el algoritmo del Pico Secuente.

Este algoritmo consiste en calcular la mayor diferencia entre un pico y el mínimo absoluto posterior en la función definida por la acumulada de la diferencia entre el aporte y la demanda mensual.

Se definen los siguientes parámetros:

P_{ef}(mm) = Precipitación efectiva mensual obtenida a partir de la ejecución de un programa que utiliza la serie histórica de precipitaciones mensuales y los coeficientes de escorrentía calculados utilizando por ejemplo las cuencas de comparación: Manuel Díaz y las Toscas

P_{mef}(mm) = Precipitación media efectiva mensual que surge de calcular la media aritmética a la serie histórica de P_{ef}.

A (Km^2) = Area de la cuenca.

V_a (Hm^3) = Volumen mensual de agua que llega al cierre
V_a (Hm^3) = $P_{ef} * A / 10^3$

V_d (Hm^3) = Volumen demandado por la microturbina
(Para este cálculo se supondrá constante)

r = $V_d * 10^3 / (P_{mef} * A)$. Coeficiente de regulación.

V_{emb}(Hm^3)= Volumen a embalsar.

N = Número de meses a embalsar, función de la regulación. $N = V_{emb} / P_{mef} / A * 10^3$

Q_t (m^3/s)= Caudal a turbinar.

A los efectos de trabajar de forma independiente del área de la cuenca y de la P_{mef} (variable segun la zona del país a considerar) se divide a la función acumulada por ($P_{mef} * A$) obteniendose:

$$\Sigma (V_a - V_d) / (P_{mef} * A) = \Sigma (P_{ef}/P_{mef} - r) / 10^3$$

Para una estación pluviométrica seleccionada de la red Meteorológica Nacional (Ver I.5.2), se tiene una P_{mef}, y se calcula a partir del pico secuente los números de meses (N) a embalsar para regulaciones de 1, 0.8, 0.6, 0.4 y 0.2.

Conociendo el V_{emb} y el área de la cuenca, por lo tanto el número N de meses a embalsar, se calcula la regulación r posible y luego el V_d y el Q_t de la siguiente forma:

$$V_d = r * P_{mef} * A / 10^3$$

$$Q_t = r * P_{mef} * A * 10^3 / 30 / 24 / 3600$$

A partir de Q_t y el resalto hidraúlico se selecciona la turbina

De forma de simplificar el cálculo de la regulación, se presenta una curva de Meses de Almacenamiento en función de la regulación, para todo el Uruguay. (Figura I.5.1)

En la Figura I.5.2 se presenta un mapa del Uruguay con las curvas de precipitación media efectiva anual, calculadas con la cuenca de comparación de Manuel Díaz, pudiéndose de esta manera calcular el Q_t.

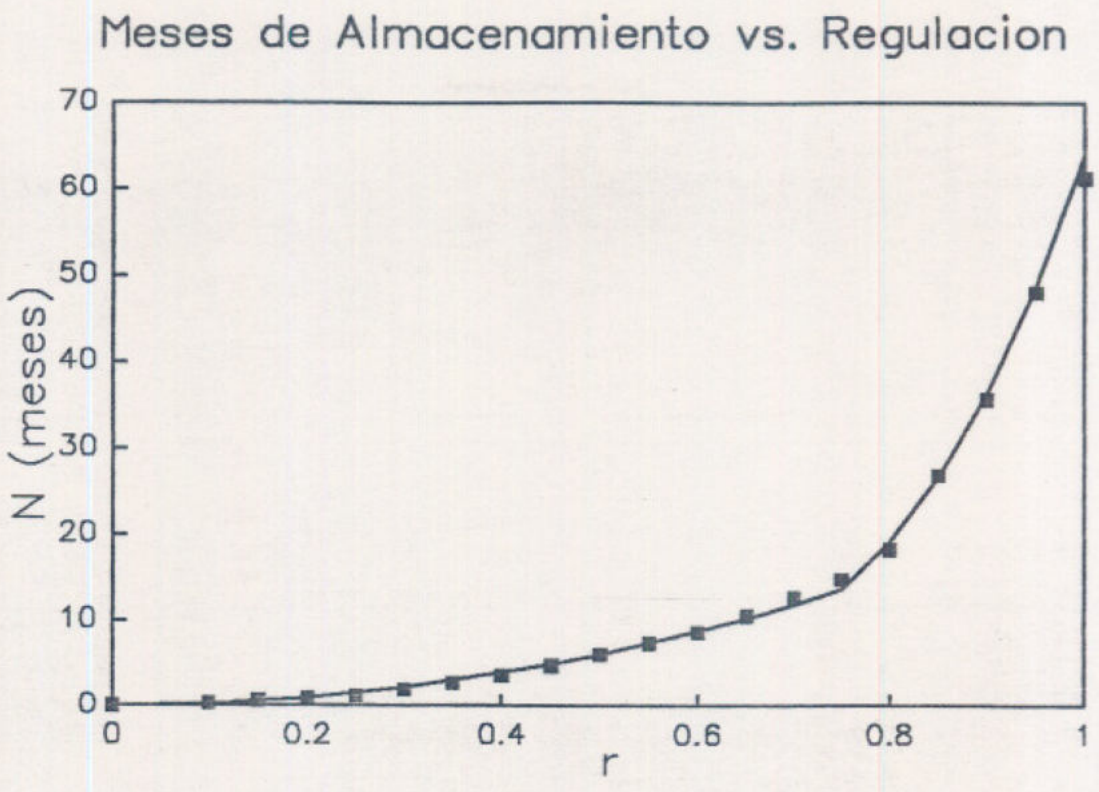


Figura I.5.1.

Teniendo analíticamente la siguiente expresión:

$$N = 24.195 * r^{2.00339} \qquad 0 < r < 0.8$$

$$N = 63.980 * r^{5.38275} \qquad 0.8 < r < 1.0$$

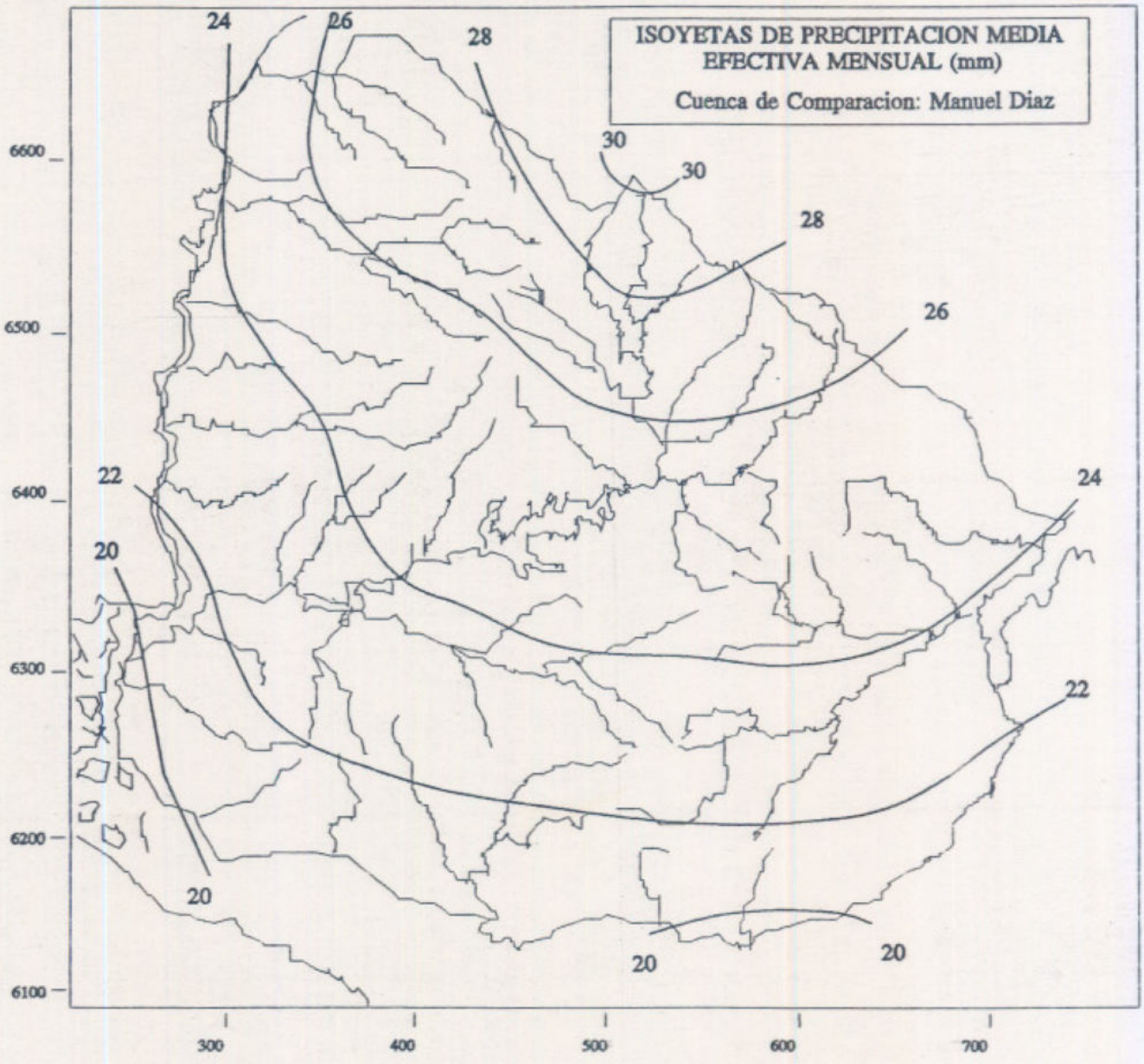

ISOYETAS DE PRECIPITACION MEDIA
EFECTIVA MENSUAL (mm)
Cuenca de Comparacion: Manuel Diaz
24
26
28
30
30
28
26
24
22
20
22
20
20
20
6600
6500
6400
6300
6200
6100
300
400
500
600
700

Figura I.5.2

I.5.2 Selección de la Curva de regulación representativa de todo el país para el diseño del embalse.

En primer lugar se realizó un estudio de la sensibilidad de la curva de meses de almacenamiento en función de la regulación, respecto a la cuenca de comparación.

Para ello se tomaron 11 pluviómetros distribuidos en todo el país y se calcularon los números de meses (N) usando Manuel Díaz y Las Toscas como cuencas de comparación. Analizando la Tabla I.5.1 se observa que no hay grandes variaciones de N(r), las desviaciones porcentuales medias no son significativas y las desviaciones máximas son del orden del 25 %, por lo que se concluye que es razonable tomar una de esas cuencas como comparación.

Se optó por Manuel Díaz ya que ésta posee una relación H-Q más confiable, por lo que son más confiables los coeficientes de escorrentía. A su vez considerando que el objetivo es el caudal medio a turbinar el tomar Manuel Díaz quedamos por el lado de la seguridad pues los suelos de ésta son más permeables que los de la cuenca de Las Toscas.

En una segunda etapa se observó como variaba N(r) según el pluviómetro a considerar.

Por lo tanto se realizó el calculo de la P_{mef} y los números de meses (N) a embalsar según regulaciones de 1, 0.8, 0.6, 0.4 y 0.2, para 98 estaciones pluviométricas de la red Meteorológica Nacional(Tabla I.5.2). No se consideraron las estaciones de Mataojo y Rocha, debido a la falta de datos y datos incorrectos, en una y otra respectivamente.

Luego se estudió la variación de estas curvas, observándose que si no se tenía en cuenta el pluviómetro de San Ramón

(2714), el coeficiente de variación de todos los pluviómetros era menor que el 28 %.(Tabla I.5.2 (C)).

Debido a esto se decidió tomar una sola curva, o sea un pluviómetro, como representante de todo el Uruguay.

Para determinar el pluviómetro más representativo se consideró el siguiente parámetro de selección:

$$Ai = \Sigma (N_{ij}-N_m)^2/N_{mj}^2$$

Donde:

N_{ij} = Número de meses a embalsar para el pluviómetro i y regulación j.
N_{mj} = Número medio de meses a embalsar para la regulación j.

Se consideraron tres rangos de variación de la regulación:
1) 0.2-1.0
2) 0.2-0.8
3) 0.4-0.8

De los cálculos realizados se eligió el pluviómetro de la Charqueada (2185).(Tabla I.5.2 (B)).

	Pluv.	Pen	1.0	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1
1 DIAZ	1073	24.8	66.3	35.5	19.6	10.7	7.9	5.2	3.3	1.7	0.7	0.3
2 TOSC	1073	31.5	69.3	36.5	19.7	9.8	6.5	4.7	3.3	1.9	0.7	0.3
3 DIAZ	1159	26.4	76.4	34.4	18.7	13.6	8.6	5.7	3.0	1.4	0.7	0.3
4 TOSC	1159	33.0	66.7	36.8	20.3	13.9	8.8	5.3	2.6	1.2	0.6	0.3
5 DIAZ	1220	28.3	80.8	54.1	35.5	23.7	12.9	7.3	4.3	2.0	0.8	0.3
6 TOSC	1220	35.2	77.1	52.6	34.0	22.6	12.5	8.2	4.6	2.3	0.8	0.3
7 DIAZ	1680	22.7	71.1	33.9	20.7	14.6	11.0	8.2	5.4	2.7	1.1	0.4
8 TOSC	1680	28.0	69.3	33.5	19.9	13.6	10.2	7.4	4.6	2.3	1.2	0.3
9 DIAZ	1699	23.4	45.8	22.2	17.5	12.8	8.6	5.2	2.5	1.8	1.1	0.4
10 TOSC	1699	28.8	37.9	22.6	17.9	13.2	8.5	5.0	2.7	1.7	1.0	0.3
11 DIAZ	2083	24.9	79.7	30.7	19.7	14.9	10.5	7.1	3.7	1.8	1.1	0.4
12 TOSC	2083	30.5	67.7	27.4	21.5	16.6	11.8	7.5	4.1	1.7	1.0	0.3
13 DIAZ	2349	23.4	71.4	44.3	27.7	21.3	16.0	10.8	5.6	1.9	1.0	0.4
14 TOSC	2349	29.2	73.4	45.7	27.8	21.9	16.3	10.9	5.7	2.3	0.9	0.3
15 DIAZ	2415	22.7	63.6	22.9	15.6	11.5	8.0	5.6	4.0	2.4	1.3	0.4
16 TOSC	2415	27.5	65.3	21.8	16.2	10.6	6.8	5.1	3.7	2.4	1.2	0.3
17 DIAZ	2684	22.4	62.4	32.7	16.4	11.6	6.9	3.9	2.6	1.7	0.9	0.3
18 TOSC	2684	27.1	53.5	33.4	20.0	12.1	7.8	4.6	2.7	1.6	0.8	0.3
19 DIAZ	2707	20.7	66.6	42.0	20.7	13.0	9.2	6.0	3.3	2.0	1.0	0.3
20 TOSC	2707	25.6	71.4	44.9	21.4	11.8	8.6	5.5	3.3	2.1	1.1	0.3
21 DIAZ	2792	21.6	50.0	31.8	21.3	15.7	10.1	5.3	3.0	1.6	0.9	0.3
22 TOSC	2792	26.5	50.4	29.5	20.2	14.4	8.9	4.7	3.3	1.9	0.9	0.3
	1073	-21%	-4%	-3%	-1%	9%	22%	11%	0%	-11%	0%	0%
	1159	-20%	15%	-7%	-8%	-2%	-2%	8%	15%	17%	17%	0%
	1220	-20%	5%	3%	4%	5%	3%	-11%	-7%	-13%	0%	0%
	1680	-19%	3%	1%	4%	7%	8%	11%	17%	17%	-8%	33%
	1699	-19%	21%	-2%	-2%	-3%	1%	4%	-7%	6%	10%	33%
	2083	-18%	18%	12%	-8%	-10%	-11%	-5%	-10%	6%	10%	33%
	2349	-20%	-3%	-3%	-0%	-3%	-2%	-1%	-2%	-17%	11%	33%
	2415	-17%	-3%	5%	-4%	8%	18%	10%	8%	0%	8%	33%
	2684	-17%	17%	-2%	-18%	-4%	-12%	-15%	-4%	6%	12%	0%
	2707	-19%	-7%	-6%	-3%	10%	7%	9%	0%	-5%	-9%	0%
	2792	-18%	-1%	8%	5%	9%	13%	13%	-9%	-16%	0%	0%
MAXIMO		-17%	21%	12%	5%	10%	22%	13%	17%	17%	17%	33%
MINIMO		-21%	-7%	-7%	-18%	-10%	-12%	-15%	-10%	-17%	-9%	0%
PROMEDIO		-19%	5%	1%	-3%	2%	4%	3%	0%	-1%	5%	15%

Tabla I.5.1.

Regulaciones

	Pluviom.	Pmef	1.0	0.8	0.6	0.4	0.2	0.2-1.0	0.2-0.8	0.4-0.8
1	1013	26.2	29.7	11.7	5.4	2.2	0.8	0.688	0.396	0.363
2	1019	25.9	59.7	13.9	8.5	3.1	0.7	0.149	0.144	0.063
3	1040	24.5	72.6	12.1	6.8	2.9	0.7	0.260	0.244	0.163
4	1050	27.8	32.8	8.0	4.1	1.9	0.7	1.075	0.834	0.753
5	1073	24.8	66.3	19.6	7.9	3.3	0.7	0.089	0.088	0.007
6	1086	27.8	53.1	15.0	7.7	2.6	1.0	0.114	0.083	0.082
7	1092	26.1	44.6	13.8	8.2	3.5	0.8	0.195	0.100	0.067
8	1105	23.2	64.0	14.3	8.5	3.7	0.8	0.100	0.100	0.066
9	1147	31.0	114.6	26.8	7.6	2.3	1.0	0.909	0.307	0.306
10	1159	26.4	76.4	18.7	8.6	3.0	0.7	0.123	0.090	0.009
11	1176	23.2	49.8	15.0	8.2	2.6	1.0	0.129	0.077	0.077
12	1182	25.1	73.4	16.1	8.5	3.1	0.9	0.044	0.025	0.019
13	1220	28.3	80.8	35.5	12.9	4.3	0.8	1.366	1.302	1.269
14	1224	28.9	55.4	18.2	8.1	2.8	0.9	0.048	0.028	0.022
15	1227	24.4	52.2	15.3	7.4	2.7	1.0	0.108	0.072	0.071
16	1232	26.6	115.9	14.8	7.4	2.8	1.0	0.706	0.072	0.071
17	1273	27.4	70.7	21.3	9.6	2.9	0.7	0.152	0.143	0.062
18	1283	23.1	51.3	15.9	6.5	2.3	0.8	0.230	0.188	0.155
19	1294	24.7	53.5	14.3	7.6	2.4	0.8	0.191	0.162	0.128
20	1321	24.7	60.6	13.5	6.4	2.7	1.0	0.159	0.155	0.155
21	1371	28.8	73.0	14.6	8.5	3.0	0.7	0.148	0.131	0.050
22	1379	26.5	76.1	16.5	7.8	2.1	0.9	0.182	0.150	0.143
23	1405	27.6	45.3	14.2	8.3	3.3	0.8	0.174	0.085	0.052
24	1440	25.4	65.9	18.7	8.9	2.7	1.1	0.052	0.052	0.036
25	1444	29.6	58.5	21.9	9.7	3.7	0.8	0.123	0.114	0.081
26	1454	27.2	70.8	16.0	7.9	2.6	0.9	0.078	0.068	0.062
27	1501	23.6	72.9	19.6	9.3	3.8	0.9	0.067	0.050	0.044
28	1523	26.9	50.6	15.5	6.5	2.3	0.9	0.214	0.168	0.161
29	1537	25.0	108.7	17.6	9.0	3.6	1.0	0.488	0.019	0.018
30	1553	24.1	64.1	17.8	10.0	2.7	0.9	0.079	0.079	0.073
31	1558	25.0	51.4	17.5	11.2	5.0	1.1	0.455	0.414	0.399
32	1645	24.7	68.1	18.7	8.8	3.5	1.4	0.197	0.194	0.008
33	1672	23.1	46.2	19.4	11.0	5.1	1.0	0.497	0.417	0.416
34	1676	23.4	76.5	23.7	12.4	5.8	1.2	1.003	0.968	0.917
35	1680	22.7	71.1	20.7	11.0	5.4	1.1	0.565	0.555	0.539
36	1699	23.4	45.8	17.5	8.6	2.5	1.1	0.159	0.075	0.060
37	1709	24.2	73.7	17.0	7.9	3.0	1.0	0.036	0.016	0.015
38	1734	26.1	65.6	19.6	8.5	3.5	1.1	0.025	0.025	0.010
39	1766	23.4	69.9	18.5	6.8	2.8	1.0	0.062	0.055	0.055
40	1772	24.6	79.4	21.5	8.4	3.0	0.8	0.123	0.069	0.036

Tabla I.5.2 (A)

			Regulaciones							
	Pluviom.	Pmef	1.0	0.8	0.6	0.4	0.2	0.2-1.0	0.2-0.8	0.4-0.8
41	1774	24.7	72.7	15.5	8.6	3.3	0.7	0.123	0.107	0.026
42	1793	23.4	80.8	28.3	9.8	3.7	1.0	0.404	0.340	0.340
43	1798	23.8	92.4	36.5	9.4	2.7	0.8	1.240	1.054	1.020
44	1840	26.6	77.0	22.8	11.0	5.0	1.1	0.491	0.454	0.438
45	1849	23.9	60.3	21.5	6.3	2.8	1.2	0.165	0.160	0.109
46	1875	24.5	48.7	23.4	8.2	3.4	1.1	0.152	0.092	0.076
47	1880	25.5	101.9	24.8	11.7	5.6	1.0	1.126	0.790	0.790
48	1902	22.5	70.2	18.9	9.7	4.1	1.0	0.100	0.092	0.091
49	1909	25.3	63.8	16.3	6.9	3.6	1.2	0.103	0.103	0.052
50	1918	24.4	47.6	15.2	8.9	3.7	1.1	0.136	0.067	0.051
51	2009	24.0	94.0	20.9	10.2	4.1	1.0	0.342	0.134	0.133
52	2029	27.7	71.7	17.8	9.4	4.1	1.1	0.109	0.096	0.081
53	2061	22.2	80.6	20.3	11.7	5.2	1.2	0.634	0.572	0.520
54	2073	25.7	46.1	20.2	8.9	4.3	1.3	0.302	0.220	0.112
55	2083	24.9	79.7	19.7	10.5	3.7	1.1	0.161	0.106	0.091
56	2095	20.4	29.6	13.5	6.4	2.8	0.9	0.444	0.151	0.145
57	2099	24.0	52.4	22.4	11.7	4.7	1.2	0.488	0.453	0.402
58	2108	22.8	81.8	13.4	6.3	2.4	0.8	0.309	0.237	0.204
59	2145	20.0	97.7	25.9	9.0	3.7	1.1	0.471	0.206	0.191
60	2154	23.6	41.1	16.9	5.6	2.5	0.9	0.308	0.176	0.170
61	2160	23.0	62.3	13.5	6.7	2.3	1.0	0.199	0.198	0.197
62	2164	24.6	51.7	13.0	5.7	2.3	0.8	0.346	0.307	0.274
63	2179	24.7	65.9	17.8	9.1	3.7	1.0	0.027	0.027	0.026
64	**2185**	**26.1**	**61.3**	**18.3**	**8.6**	**3.5**	**0.9**	**0.015**	**0.012**	**0.006**
65	2204	24.3	64.6	17.9	6.2	2.7	1.1	0.112	0.112	0.097
66	2240	20.1	40.3	16.6	8.5	3.1	1.0	0.154	0.013	0.013
67	2272	23.7	90.3	25.1	11.6	4.6	1.3	0.720	0.560	0.452
68	2289	20.3	54.7	17.2	8.3	2.9	1.0	0.041	0.018	0.017
69	2337	22.5	35.2	11.6	5.4	3.2	1.2	0.517	0.311	0.260
70	2349	23.4	71.4	27.7	16.0	5.6	1.0	1.624	1.613	1.612
71	2357	23.0	61.9	18.7	6.2	2.4	0.8	0.172	0.170	0.137
72	2364	24.5	81.2	18.2	6.9	2.7	1.0	0.128	0.061	0.060
73	2415	22.7	63.6	15.6	8.0	4.0	1.3	0.181	0.181	0.073
74	2422	22.1	56.0	22.0	5.9	2.7	0.9	0.178	0.161	0.154
75	2425	21.3	57.2	18.8	9.3	2.8	0.8	0.082	0.069	0.036
76	2436	26.2	55.8	21.7	8.1	3.2	1.2	0.104	0.085	0.034
77	2457	22.5	67.3	14.8	7.3	2.5	1.1	0.126	0.125	0.109
78	2486	23.3	41.9	14.2	5.4	2.2	0.9	0.412	0.289	0.283
79	2549	21.8	55.9	12.5	6.1	2.6	1.0	0.234	0.217	0.216
80	2588	23.0	94.5	18.1	11.5	5.3	1.9	1.631	1.415	0.527

Tabla I.5.2 (B)

			Regulaciones							
	Pluviom.	Pmef	1.0	0.8	0.6	0.4	0.2	0.2-1.0	0.2-0.8	0.4-0.8
81	2611	19.2	49.6	11.6	4.5	2.1	0.6	0.679	0.625	0.476
82	2646	24.3	64.0	17.0	8.4	4.2	1.1	0.101	0.100	0.085
83	2659	21.4	63.3	29.7	13.3	4.4	1.3	0.964	0.964	0.856
84	2662	21.1	71.4	15.6	6.3	3.2	1.0	0.094	0.083	0.082
85	2684	22.4	62.4	16.4	6.9	2.6	0.9	0.091	0.090	0.083
86	2707	20.7	66.6	20.7	9.2	3.3	1.0	0.029	0.028	0.027
87	2719	22.6	69.8	15.9	8.2	3.1	1.1	0.043	0.037	0.021
88	2725	21.0	84.6	20.7	6.3	2.2	0.7	0.361	0.264	0.183
89	2770	21.8	45.6	13.5	7.1	3.5	1.2	0.234	0.148	0.097
90	2774	21.4	49.2	18.8	9.0	4.5	1.2	0.254	0.198	0.146
91	2792	21.6	50.0	21.3	10.1	3.0	0.9	0.135	0.085	0.078
92	2816	20.6	69.6	15.3	9.1	3.6	0.9	0.059	0.053	0.047
93	2846	20.0	37.9	12.0	5.4	2.8	1.2	0.486	0.316	0.265
94	2857	20.3	75.3	26.8	6.3	2.3	0.7	0.467	0.439	0.358
95	2876	22.0	46.3	9.7	4.7	2.0	0.8	0.677	0.597	0.564
96	2879	20.0	66.3	22.1	5.4	2.7	1.1	0.211	0.211	0.195
97	2887	22.4	52.5	27.7	9.3	2.2	0.7	0.495	0.460	0.379
Media		24.03	64.52	18.38	8.32	3.28	0.98			
Desv.Standar		2.36	17.32	4.96	2.07	0.92	0.20			
Coef.Desvia.		0.10	0.27	0.27	0.25	0.28	0.20			

Valores mínimos del parámetro de selección: 0.015 0.012 0.006

Tabla I.5.2 (C)

Pluviómetro eliminado:

98	2714	20.1	68.0	37.3	24.0	12.5	2.8

BIBLIOGRAFIA

1. Chow, Ven Te., "Handbook of Applied Hydrology", *Mc Graw Hill Book Company*, 1964.

2. Unesco, "Guía Metodológica para la Elaboración del Balance Hídrico de América del Sur", 1982.

3. Rodriguez Fontal, Alberto, "Ecuaciones y ábacos para drenaje, desague de aeropuertos, autopistas y zonas urbanas, diques de tierra y defensa ante inundaciones", *Boletín de la Facultad de Ingeniería, Vol. XIV No. 2*, Montevideo, abril de 1980.

4. U.s. Bureau of Reclamation, "Diseño de Presas Pequeñas", *Compania Editorial Continental*, México, Agosto 1966.

5. Francisco J. Aparacio Mijares, "Fundamentos de Hidrología de Superficie", 1989.

ANEXO II.

OBRAS CIVILES

INTRODUCCION.

Las distintas características topográficas, geológicas e hidrológicas de los sitios, la disponibilidad de materiales para la construcción de presas y el tipo de microturbina seleccionada condicionan el diseño de la obra civil necesaria para el miniaprovechamiento hidroeléctrico.

Se realizó un estudio de los materiales disponibles, de forma de disponer información para todo el país para los sitios seleccionados con la información de las cartas 1:50.000 y 1:40.000, donde la topografía es favorable de acuerdo al mapa de potencias determinado anteriormente.

Debido al alto porcentaje que representa la obra civil en el costo total de la obra, es muy importante la optimización de los aspectos constructivos.

Para la estimación de costos de la obra civil se realiza una metodología de cálculo, a partir de un estudio regional y con hipótesis simplificatorias primarias, que dará un valor indicativo de prefactibilidad.

La solución técnica primaria utilizada para las estimaciones para los sitios bajo consideración, no constituye en modo alguno un diseño tipo, por lo que no se podrá diseñar o construir un miniaprovechamiento a partir de las mismas. Las geometrías adoptadas no evitan los estudios particulares.

II.1 SELECCION DE LA OBRA CIVIL.

Introducción.

La obra civil de un miniaprovechamiento consiste en:

a) Presa, fundaciones y un posible vertedero.

b) Obra de toma y conducción.

c) Casa de máquinas y disipador.

La selección de la obra civil está vinculada a las características topográficas, geológicas, hidrológicas, de materiales disponibles, de potencia a ser instalada y de otros factores que no se consideran aquí.

La selección de la turbina determina las obras de toma, conducción y casa de máquinas.

La geología y las características geotécnicas del emplazamiento, su subsuelo y sus entornos determinna las condiciones de fundación y filtración de la obra civil.

Con los datos topográficos del lugar, los materiales geológicos disponibles, el caudal a turbinar, el salto útil y el grado de regulación, se pueden determinar las fundaciones, el tipo de material a utilizar, la longitud, la altura del dique y la localización del posible aliviadero.

II.1.1 Selección del tipo de obra.

Tomando en cuenta:

- el costo por metro de construcción del vertedero (o aliviadero) con respecto al cuerpo de la presa,

- la altura del dique necesaria para un cierto grado de regulación o respecto al nivel máximo alcanzable por las aguas,

se decidirá por uno de los dos tipos de obras que se describen a continuación:

1) A pelo de agua - Dique aliviadero.

Se considera que cuando hay un embalse con pequeña o nula regulación, la presa debe ser vertedora, o sea que desaparecerá sumergida durante las crecidas, eventualmente sin núcleo o pantalla impermeable.

Esto es importante para presas ubicadas en zonas de suelos impermeables o contextos geológicos rocosos; se eligen en este estudio como posibles materiales para su construcción el hormigón o el enrocado.

2) Embalse con regulación - Presa más aliviadero.

Cuando hay una gran regulación, pudiendo tomar cualquiera de las soluciones, económicamente se eligen como posibles materiales de la presa los suelos más o menos cohesivos (tierra) o el enrocado

Las presas de tierra constituyen un tipo de obra de cierre muy utilizado en buena parte del territorio por la disponibilidad de tales materiales dadas las características geotécnicas y topográficas y debido a su bajo costo. En este caso se debe considerar un aliviadero para evacuar los excedente y especialmente durante las crecidas.

Las presas de enrocados se realizan con materiales gruesos (suelos con fricción y roca partida), con otro material cumpliendo la función impermeable; puede, con medidas adecuadas, funcionar toda la obra de cierre como vertedero.

II.1.2 Materiales disponibles en los potenciales cierres.

La revisión de los cierres potenciales ubicados con ayuda de las cartas 1:50.000 y 1:100.000, así como de las minutas 1:40.000, de acuerdo con la Carta Geológica 1:500.000, permite establecer la disponibilidad potencial de materiales en un radio aproximado de 10 km del cierre (distancia usual para el límite económico de transporte hasta la presa).

En la Tabla II.1.1 se muestra la información por tipo de formación geológica ordenada cronológicamente de los materiales más recientes a los más antiguos, en dos términos entre paréntesis separados por un guión. El primer término expresa las formaciones del cierre mismo, el segundo término expresa las otras formaciones que son fuentes de materiales posibles, existentes en un radio de 10 km.

Se puede pensar en cierres realizados en tierra si existen materiales apropiados de tipo limo-arcilloso como los existentes por ejemplo en las Formaciones Libertad o Dolores (Ql, Qd).

Se marcan con asteriscos (*) los cierres donde sólo se encuentran materiales de tipo rocoso, más o menos fisurado.

Los materiales Actuales (Q), con alto contenido orgánico, redeposiciones y transportes de otros orígenes, arenosos por ejemplo, difícilmente puedan ser tomados como material de tipo suelo para los cierres.

Se muestra que muchos cierres sólo podrían realizarse en enrocado u hormigón y pocos cuentan exclusivamente con materiales de tipo suelo para su contrucción.

Esto se explica pues estos sitios se ubican en la zona de transición de cuchillas a las zonas más bajas.

De estos resultados se subraya la importancia de estudiar adecuadamente las presas de enrocado y en particular las presas vertedoras en esos materiales.

	No	Geología del Cierre	X	Y	Cuenca	Código
	1	(Qd)-(Klar, Q)	373	6649	TRES CRUCES GDE.	122000
	39	(Qd,Q)-(JTrc,PM,PMfm) (Qd,Q,pεCcb,Pmi,Qla)	555	6432	CARAGUATA	181610
	41	(Qd,Q,PMfm,CPsg)-(Plti)	596	6404	TUPAMBAE	182300
	40	(Qd,Q,Psys)- (PSti,pεCg,PMI)	616	6494	DEL HOSPITAL	182100
	38	(Qd,Q,Psys)-(Qla,Plti)	573	6443	CARAGUATA	181600
	87	(Qd,Q,pεCp)- (εpεAl.r.,τ4,τ6)	602	6325	OLIMAR	340000
	88	(Qd,Q,pεCp,εpεA l.r.)- (τ4,τ6)	606	6325	OLIMAR	340100
	101	(Qd,Q,Tpp)-(εpεAg,εpGA)	669	6364	DEL PARAO	355000
	94	(Qd,Q,εpεA b.n.2)- (pεcp,εpεAl.r.,Kla,Ql)	586	6262	CEBOLLATI	350100
	89	(Qd,Q,εpεAl.r.,τ8)- (τ6,Tpp,pεCsb)	622	6324	OLIMAR GDE.	340200
	96	(Ql,Q,Jpg,εpGA)- (εpεAτ15h.b,Kla,pεCsb)	597	6220	DEL AIGUA	352000
	99	(Ql,Q,Klvch,Jpg)- (Kla,pεCsb)	607	6232	DEL AIGUA	352120
	97	(Ql,Q,Qd,Klvch)- (Jpg,εpεAg)	616	6242	DEL AIGUA	352100
	23	(Ql,Q,Tfb)-	280	6407	NEGRO	171100
	24	(Ql,Q,Tfb)-	287	6406	NEGRO	171110
	21	(Ql,Q,Tfb)-(Ksa)	294	6396	NEGRO	171000
	22	(Ql,Tfb)-(Ksa)	306	6395	NEGRO	171010
	26	(Qvs,Q,Plti,Qd)- (Ql,JTrc,PMfm)	524	6444	TACUAREMBO	181020
	86	(Qvs,Q,Qd,Tpp,Ql)-(εpGA)	680	6374	TACUARI	320200
	72	(Tc,Q)- (Tfb,pεCcb,Ql,pεCg)	360	6194	ROSARIO	220100
	70	(Tfb,pεCsj,Tc)- (pεCg,pεCcb,Ql,τXIX,Q)	304	6211	SAN JUAN	210000
	75	(Tr,Q)-(pεCcb,Ql)	511	6215	SANTA LUCIA	230200
	73	(Tr,Q,Klm,pεCcb)- (Ql,Jpg)	532	6209	SANTA LUCIA	230000
	77	(Tr,Q,Ql)-(pεCps)	468	6201	SANTA LUCIA	230400
	76	(Tr,Q,Ql,pεCps)-(pεCcb)	476	6208	SANTA LUCIA	230300
	81	(Tr,Q,Ql,Tfb)-	429	6180	SAN JOSE	238200
	98	(Kla,Q,Jpg,pεCsb)- (Ql,Kvlch)	600	6229	DEL AIGUA	352110
	61	(Ksa,Q, pεCcb)-	356	6299	DEL PERDIDO	187100
	62	(Ksa,Q, Tfb)-	350	6361	GRANDE.	188020
	17	(Ksg,Q)-(Ksa,Tfb,Ksm)	308	6442	QUEGUAY GDE.	160400
	18	(Ksg,Q, Ksm)-(Tfb,Ksa)	302	6445	QUEGUAY GDE.	160500
	64	(KSm,Q)-(KSg)	365	6385	AVERIAS GDE.	188100
	63	(KSm,Q)-(KSg,Ksa,Tfb)	360	6376	GRANDE.	188021
	66	(KSm,Q)-(Tfb,KSa,Ts)	338	6354	DON ESTEBAN	189100
	19	(Ksm,Ksg,Q)-(Ksa,Tfb)	295	6450	QUEGUAY GDE.	160600
*	2	(Klar)-	400	6636	TRES CRUCES GDE.	122010
*	10	(Klar)-	345	6497	DAYMAN	152000

Tabla II.1.1.(A) Sitios identificados en las cartas 1:50.000

	No	Geología del Cierre	X	Y	Cuenca	Código
	20	(Klar)-(Ksm)	356	6449	QUEGUAY CHICO	164000
*	45	(Klar)-	424	6387	SALSIPUEDES	185100
	5	(Klar, Q)-(Klar,Q,Ts,Qd)	317	6597	YACUY	131000
	3	(Klar, Qd)-	365	6441	CUARO GDE.	123200
	16	(Klar,Ksg,Qd,Q)-(Ksm)	329	6439	QUEGUAY	160310
*	6	(Klar,Q)-	353	6562	ARAPEY GDE.	140510
*	7	(Klar,Q)-	342	6570	ARAPEY GDE.	140520
	4	(Klar,Q)-	353	6642	YUCUTUJA	124000
*	8	(Klar,Q)-	336	6570	ARAPEY GDE.	140600
*	9	(Klar,Q)-	340	6575	ARAPEY CHICO	146200
	11	(Klar,Q)-(KSg)	318	6507	DAYMAN	152100
	13	(Klar,Q)-(KSg,Ts)	312	6513	DAYMAN	152210
	12	(Klar,Q)-(KSg,Ts,Tfb)	308	6517	DAYMAN	152200
	69	(Ksa,Q,Tfb)-(Qd)	285	6280	SAN SALVADOR	191010
	14	(KSg)-(Tfb,Q)	290	6480	GUAVIYU	153000
	15	(KSg,Q)-(Klar,KSm,Qd,Tfb)	318	6440	QUEGUAY GDE.	160300
	33	(JTrc,Q)-(PM,Qd,Psys,PMfm,JTrt)	508	6468	TACUAREMBO CH.	181411
	32	(JTrc,Q,PM)-(Qd,Psys,PMfm)	510	6465	TACUAREMBO CH.	181410
	31	(JTrt,Q)-(Qla,Qd,Psys)	501	6479	TACUAREMBO CH.	181400
	25	(JTrt,,Q,pεCg)-(Psys,Klar,pεcg,Qla)	511	6509	TACUAREMBO	181010
	44	(Plti)-(JTrt,Q,CPsg,Klar,Psyi)	500	6421	MALO	183200
	35	(PM,Qd,Q)-(PMmf,JTrc)	540	6457	YAGUARI	181510
	28	(Psys,Qla,Q)-(JTrt)	526	6541	CUÑAPIRU	181100
	56	(Dlce)-(Klar,KSm,pεCg,Ql)	456	6317	TOMAS CUADRA	186700
*	60	(pεCag,Ksa)-(pεCg,τXXIII,pεcb)	366	6324	GRANDE.	187030
	29	(pεCcb,Q)-(Qla ,pεCg,pεCg, pεCmb,Psys)	520	6507	CUÑAPIRU	181110
	47	(pεCcb)-(pεCcg,Ksm)	510	6308	YI	186010
	34	(pεCcb)-(pεCcr,pεCc,Q)	570	6489	YAGUARI	181500
*	50	(pεCcb)-(pεCg)	484	6303	YI	186031
	48	(pεCcb)-(pεCg,Dlce,Ksm)	496	6304	YI	186020
*	36	(pεCcb)-(pεcr,pεcg,Q)	567	6489	YAGUARI	181511
	54	(pεCcb)-(Ql,pεCg)	517	6280	MANSAVILLAGRA	186410
	55	(pεCcb)-(Ql,pεCg)	479	6295	TIMOTE	186500
	59	(pεCcb,Ksa)-(Q)	362	6296	GRANDE.	187020
	68	(pεCcb,Ksa)-(Q,Tfb)	300	6264	SAN SALVADOR	191001
	58	(pεCcb,pεCg)-(Ksm)	423	6308	MACIEL	186810
	71	(pεCcb,Ql)-(Tfb,τXIII,τXIV, pεCg,Tr,Tc)	361	6204	ROSARIO	220000
	37	(pεCcg)-(pεCcb,pεcr,PMfm,Qd,Q)	564	6484	YAGUARI	181512
*	46	(pεCg)-(pεCcb,Q)	530	6318	YI	186000

Tabla II.1.1.(B) Sitios identificados en las cartas 1:50.000

	No	Geología del Cierre	X	Y	Cuenca	Código
	53	(pεCg)-(pεCcb,Ql)	508	6288	MANSAVILLAGRA	186400
	52	(pεCg)-(Ql,pεCcb,Klar)	410	6319	YI	186050
*	57	(pεCg,pεCcb)-(Ksa)	430	6294	MACIEL	186800
	49	(pεCg,PεCcb)-(Ql)	468	6295	YI	186030
	80	(pεCg,pεCcb,Tr)-(Q, εpεApd,Ql,Tfd, pεCps s.j.)	414	6207	SAN JOSE	238100
	30	(pεCg,pεCmb)-	533	6507	CORRALES	181200
*	65	(pεCg,pεCmb)-(JTrt,Q,Qla,Psys)	521	6517	CURAPIRU	188111
	51	(pεCg,τXXIgd)-(pεCcb,Ql,Klar,pεGps-sj)	401	6325	YI	186040
*	90	(pεCp)-(τ5,εpεA l.r.)	601	6313	OLIMAR CH.	340220
*	91	(pεCp)-(τ5,εpεA l.r.,τ6)	598	6313	OLIMAR CHICO	341000
	78	(pεCps s.j)-(εpεApd,pεCg,Tr, pεCcb,Ql,τVIhb)	408	6229	SAN JOSE	238000
*	79	(pεCps s.j,pεCcb)-(τIXgd,τVIhb)	405	6236	SAN JOSE	238020
	42	(pεEcb,Dlce,Q)-(τIII,Dlc,CPsg)	545	6361	DEL CORDOBES	182410
	43	(CPsg,Q)-(Qd,Dlce)	546	6394	DEL CORDOBES	182420
	27	(CPsg,Q,Plti,Qd)-(PMfm)	533	6422	TACUAREMBO	181030
	74	(pεCcb,Q)-(Ql,Tr)	520	6216	SANTA LUCIA	230100
	67	(pεCcb,Q,Ksa)-(Tfb)	295	6270	SAN SALVADOR	191000
	82	(pεCcb,Q,Ql,pεCg)-(Tr)	530	6164	SOLIS	250000
	92	(εpGA,Q,MVO)-(εpεAl.r.,εpεAτ,Jpg, Tpp,pεCa,Qd,pεCsb)	630	6335	YERBAL GDE.	343000
	95	(εpGA,Q,Qd)-(Ql,Jpg,Klvch, εpεAl.r.,Qvs)	606	6262	CEBOLLATI	350200
	83	(εpGa,Ql)-(Q,τ24)	584	6155	SAN CARLOS	261000
	100	(εpεA2b.n,Q,εpεAg)-(pεcp,εpεAτ23)	573	6256	BARRIGA NEGRA	353000
	93	(εpεAl.r.,Q)-(pεCp,εpεAb.n.2-3,Jpg)	583	6271	CEBOLLATI	350000
	85	(εpεA.p.d,Q,pεCg,εpGA)-(Ql)	669	6387	TACUARI	320100
*	84	(εpεAg,pεCg)-(Cpsg,Csti)	661	6400	TACUARI	320000

Tabla II.1.1.(C) Sitios identificados en las cartas 1:50.000

Simbología de la Formaciones Geológicas de acuerdo a la Carta Geológica 1:500.000. (De la más reciente a la más antigua).

Q: Actual, limo-arcillosos, arenas fluviales, costeras y eólicas.

Qvs: Villa Soriano, arenosos a gravillosos, mixtas

Qd: Dolores, lodolitas y areniscas arcillosas, continentales

Ql: Libertad, lodolitas, loess, continentales peridesérticas.

Qch: Chuy, arenosos, arcillo-arenosos, marinos

Qla: Las Arenas, arenas finas y medias, continentales

Tr: Raigón, areniscas mal seleccionadas, fluvio-deltaicas

Ts: Salto, areniscas con intercalaciones y silicificación, fluvial

Tpp: Paso del Puerto, areniscas mal seleccionadas, continental fluvio-torrencial

Tc: Camacho, areniscas finas y gruesas mal seleccionadas, marina.

Tf.b.: Fray Bentos, areniscas finas y loess, continental peridesértica.

KSa: Asencio, areniscas finas bien seleccionadas, arcillosas, silicificadas, calizas, continental desértica.

KSm: Mercedes, areniscas medias a conglomerádicas, mal seleccionadas, calizas, continental fluvio-torrencial.

Ksg: Guichón, areniscas finas a medias, seleccionadas, continental árido.

Klm: Míguez, areniscas finas y lutitas, continental de fosa tectónica.

Kla: Arequita, riolitas, micropegmatitas, derrames y filones.

Klvch: Valle Chico, sienitas y pórfidos traquíticos

Klj.c.: conglomerado de la California

Klar: Arapey, lavas basálticas toleíticas en coladas, intercalaciones de areniscas eólicas.

Jpg: Puerto Gómez, lavas básicas, derrames subacuáticos.

JTrt: Tacuarembó, areniscas finas a medias, seleccionadas, continental desértica y areniscas arcillosas, fluvial de inundación

Trc: Cuaró, efusivas en filones y filones capa

Psy: Yaguarí, areniscas finas a gruesas con intercalaciones arcillosas, limolitas y areniscas muy finas, fluvio-estuarina

PM: Paso Aguiar, Mangrullo, limolitas y areniscas muy finas, marina epicontinental, lutitas y calcáreos, marina epicontinental.

PMf.m.: Fraile Muerto, limolitas y areniscas finas, marina nerítica

PMi: Pérmico Medio Indiferenciado.

Pit.i.: Tres Islas: areniscas finas a conglomerádicas, selección regular, arcillosas, litoral.

CPs.g.: San Gregorio: limolitas, lutitas y tilitas, conglomerados y areniscas, fluvio-torrencial y glacial.

Dll.p.: La Paloma, areniscas finas a medias, arcillosas, litoral fluvial.

DLc: Cordobés, areniscas muy finas y lutitas, fósiles, yeso, marina

Dlce.: Cerrezuelo, areniscas finas y medias, niveles lutíticos a conglomerádicos, fluvial

€Opa.: Piedras de Afilar, cuarcitas, areniscas, ondas, lutitas, plataforma.

€s.a.: Sierra de Animas, microsienitas, traquitas y riolitas

€s.r.: Sierra de los Ríos, riolitas, derrames y filones

€p€Aτ23 (τ23) : Granitoides tardipostectónicos, granodioritas de grano grueso, hornblendo-biotíticas, Barriga Negra.

€p€A2b.n: Barriga Negra, calizas, siltitos, con intercalaciones de areniscas.

€p€Asb: Sierra Ballena, cataclasitas.

€p€Al.r.: Grupo Lavalleja-Rocha, volcano-sedimentarios y metamorfitos medios.

€p€Ap.d.: Formación Paso del Dragón, metamorfitos medios

€p€A: Complejo neisico-migmático, ortoneises

€pGA: Rocas relacionadas a granitos metamórficos

€p€AG: Granitos sintectónicos e indiferenciados, heterogranulares, gruesos.

p€Cτ: Granitos tardipostectónicos, leucogranitos a dioritas

p€Cp.s-s.j.: Formaciones Paso Severino-Cerros de San Juan, rocas de bajo metamorfismo.

p€Ca.g.: Cuarcitas y metalavas

p€Cs.jo.: Formación San José, micaesquistos, neises granatíferos, metalavas, etc.

p€Cm: Formación Montevideo, neises, anfibolitas y micaesquistos

p€Cy: Formación Valentines, neises, cuarcitas magnetito-anfibolíticas, piroxenitas, etc.

p€Cp: Formación Pavas, anfibolitas, neises y esquistos, etc.

p€Cc.b.: Complejo Basal, neises muscovíticos y anfibólicos, cuarcitas, migmatitas, intecalación de granitos, metamorfitos profundos.

p€CG Granitos indiferenciados, granitos calco-alcalinos, hornblendo-biotíticos, metagranitos, etc.

p€Cm.b.: Rocas metamórficas de bajo grado de Rivera.

p€Ce.i.: Zócalo de la Isla Cristalina de Rivera.

II.2 TIPO DE PRESA.

Introducción.

Las presas se realizan en materiales suficientemente impermeables o combinaciones que alcancen ese objetivo.

Para el proyecto de los cierres es esencial la determinación de la sección transversal teniendo en cuenta los materiales disponibles y los requisitos exigibles tanto en las etapas de construcción como en la de operación.

De acuerdo a los materiales disponibles en el territorio nacional se decide analizar como materiales de contrucción el hormigón, suelos cohesivos (limo-arcillosos) y suelos de fricción (enrocado).

Es económico utilizar en todos los tipos de terraplenes , los materiales obtenidos de la excavación de otras partes de la obra, como ser fundaciones, estribos, canales de descarga, y vertederos.

Para un buen diseño de los cierres se deberá asegurar, la estabilidad de los taludes y un buen control de la filtración a través del cuerpo para los cierres en materiales muebles, y una estabilidad al vuelco para cierres de hormigón.

Las deformaciones y asentamientos deben ser limitadas a las características de los cierres, necesitándose para presas de hormigón fundaciones aceptablemente rígidas.

Los estribos dependen del estado del terreno encajonante, su grado de fisuración y las posibilidades de filtración y estabilidad una vez en servicio.

El dentellón con las dimensiones y refuerzos convenientes evita el deslizamiento por su resistencia interna y por el volumen adicional de suelo que debe moverse antes que la estructura deslice, mejoran la unión presa-substrato o a disminuyen las pérdidas en la interfase aumentando el camino a recorrer por la línea.

El dentellón se calcula aquí, para la prefactibilidad, igual al ancho de la corona para todos los materiales, con una profundidad de implantación fija. Se toman los siguientes valores de profundidad:

para	$H \leq 5$ m :	0,50 m
para	$5 < H \leq 10$ m :	1,00 m
para	$10 < H \leq 15$ m :	1,50 m

Se supone además que hay que retirar una capa de 0.45 m con el ancho de la base de la presa.

Los terraplenes o cierres se pueden clasificar en dos grandes tipos, homogéneos y heterogéneos.

1) Terraplenes Homogéneos

Son terraplenes homogéneos aquéllos compuestos en su totalidad por un único tipo de material.

En el caso de considerar presas de sección homogénea, que es recomendable usar cuando no se dispone de materiales gruesos de buena calidad o cuando no hay regulación y entonces la presa funciona como vertedero total.

Las presas de hormigón entran dentro de este tipo.

2) Terraplenes Compuestos

Son aquellos que constan de una pantalla o núcleo impermeable confinado por zonas de materiales más gruesos que lo protegen.

Cuando la disponibilidad de materiales impermeables en la zona de emplazamiento de la obra no hace posible la construcción de presas con un núcleo de arcilla, este puede sustituirse por una pantalla de pequeño espesor de hormigón, cemento asfáltico o por nuevas soluciones como las geomembranas.

II.2.1 Presa de Hormigón.

1) Sección.

Existe poca variación posible del diseño trapezoidal normal de las presas de gravedad en hormigón.

Se toma la pendiente aguas arriba 1:5,67. El análisis de estabilidad y la experiencia indican que la pendiente aguas abajo conviene, que se realice en dos secciones para mejorar la estabilidad, una de 1:1,43 y otra de 1:11,4, manteniendo el ancho de coronamiento necesario, como se muestra en la figura II.2.1.. De esta manera se cumple que la presión en el punto a sea superior a la subpresión en el mismo punto.

2) Estabilidad.

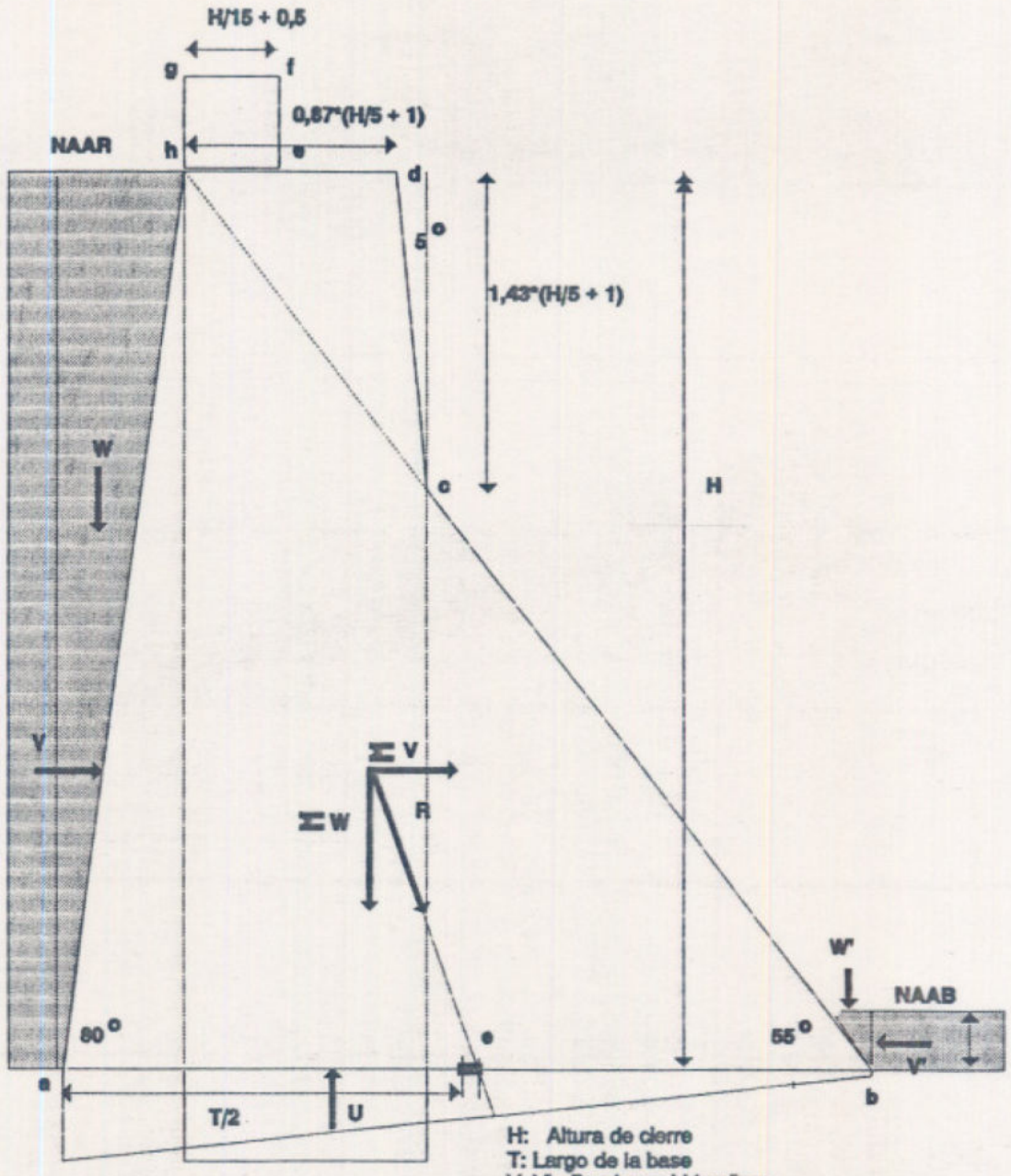
Se recomienda el estudio de la estabilidad de este tipo de construcción en el caso que la obra supere los 5 metros de altura.

Se estudia la estabilidad de este tipo de construcción según (Referencia [1]) en:

a. Rotación y vuelco.

El lugar más comprometido generalmente es el pie aguas abajo.

Se define un coeficiente de seguridad $F = (\Sigma M_{+mp} / \Sigma M_{-mn})$ donde mp son momentos positivos y mn momentos negativos. El valor F debe ser $\geq 1,50$ pero 1,25 sería aceptable.



H: Altura de cierre
T: Largo de la base
V, V' : Presiones hidraulicas
W, W' : Pesos de las cuñas de agua
U: Resultante de las subpresiones
R: Resultante de las sumatorias V y W
NAAR: Nivel de las aguas arriba
NAAB: Nivel de las aguas abajo
e: excentricidad respecto el centro de la base ab
efgh: seccion del parapeto de proteccion

Figura II.2.1.

b. Traslación y deslizamiento.

Esto depende sobretodo al tipo de material de fundación.

Se necesita eventualmente aquí investigaciones geológicas cuidadosas o la intervención de especialistas al tanto de las características de las formaciones involucradas, especialmente en cuanto a las discontinuidades.

Se define un factor de seguridad:

$$Fd = (\Sigma\ V)/(\Sigma\ W - U),\ Fd \leq f_{fundación}$$

donde:

$\Sigma\ V$: Resultante horizontal sobre la base de la sección, diferencia de las presiones hidráulicas aguas abajo y arriba V'y V

$\Sigma\ W$: Resultante vertical sobre la base de la sección, suma de los pesos del concreto y de las cuñas de agua sobre las caras inclinadas aguas arriba y abajo W, Ww y Ww' (para seguir la nomenclatura inglesa en la literatura mencionada).

U : Resultante de las subpresiones sobre la base de la sección, igual a T*(p+p')/2.

Los siguientes coeficientes de fricción tienen un factor de seguridad amplio para el deslizamiento del concreto sobre la fundación y sirven de guía general que no substituye de todas maneras las pruebas de laboratorio.

Tipo de material en la fundación	Fricción
Roca sana, superficie limpia e irregular	0,80
Roca, algunas fisuras y laminaciones	0,70
Gravas y arena gruesa	0,40
Arena	0,30
Arcilla laminar	0,30
Limos y arcillas (las pruebas son necesarias)	---

Se supone que la resistencia es puramente friccional, suponiendo que no hay movilización de la cohesión que pueda existir.

3) Corona

La corona en este caso no necesita un camino en la parte superior y se calcula según la fórmula: $c = 0,87*(H/5 + 1)$.

4) Estribos.

Para los efectos de una estimación de prefactibilidad los estribos se toman de largo total igual a $H/5 + 1$.

II.2.2 Presa de Tierra.

A pesar de ser el tipo de construcción más común en ciertas zonas, tiene una serie de inconvenientes en el caso de los materiales finos que se deberán estudiar con cuidado a fin de evitar fallas posteriores. En este sentido se pueden mencionar los problemas de tubificación y problemas de estabilidad, que implican la consideración de taludes más tendidos y la construcción de drenajes que aseguren el talud aguas abajo de la presa.

1) Sección.

La altura del terraplén debe ser tal que se tenga la seguridad de que no serán rebasados por la avenida de diseño, y se deberá tener en cuenta una altura adicional o franquía contra el oleaje cuando la extensión del embalse así lo exija.

Los taludes recomendados a efectos de asegurar la estabilidad de los faldones de la presa de sección compuesta son función del tamaño del núcleo y de los faldones permeables, ver figura II.2.2 (referencia [1]).

Asumimos pendientes de talud aguas arriba y aguas abajo para presas homogéneas de tierra, para el peor material (con más arcilla plástica) como 3,5:1 y 2,5:1.

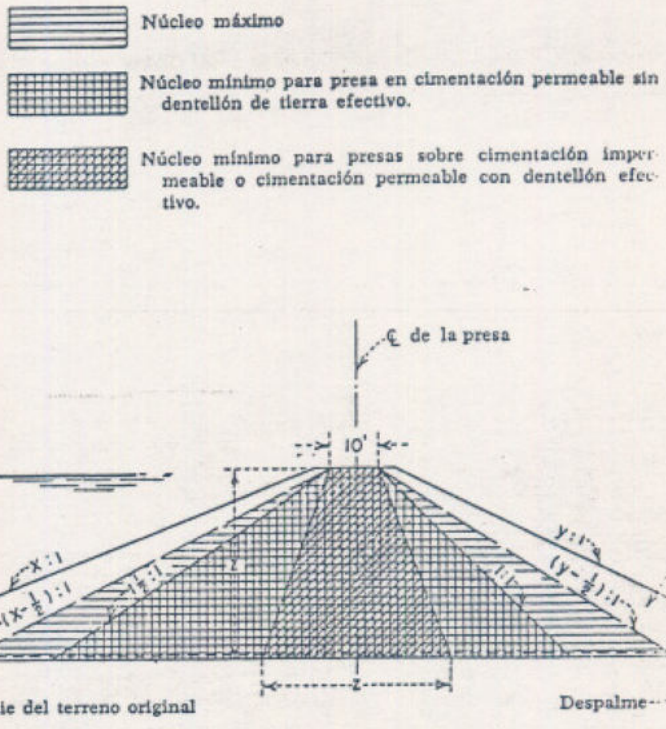


FIG. 120. Variación de tamaños de los núcleos impermeables en los terraplenes compuestos

TABLA 16. TALUDES QUE SE RECOMIENDAN PARA LAS PRESAS PEQUEÑAS DE TIERRA DE SECCION COMPUESTA EN CIMENTACIONES ESTABLES

Caso	Tipo	Propósito	Sujetas a desembalse rápido[2]	Clasificación del majerial exterior	Clasificación del material del núcleo[3]	Talud de aguas arriba	Talud de aguas abajo
A	Compuesta con el cleo "mínimo",[1]	nú- Cualquiera ..	No crítico[4] ...	No es crítico; Relleno de roca, GW, GP, SW (gravoso) o SP (gravoso).	No es crítico, GC, GM, SC, SM, CL, ML, CH o MH.	2:1	2:1
B	Compuesta con el cleo "máximo",[1]	nú- Regulación o almacenamiento.	No	No es crítico; Relleno de roca, GW, GP, SW (gravoso) o SP (gravoso).	GC, GM.....	2:1	2:1
					SC, SM.....	2½:1	2½:1
					CL, ML.....	2½:1	2½:1
					CH, MH.....	3:1	3:1
C	Compuesta con el cleo "máximo",[1]	nú- Almacenamiento ...	Sí	No es crítico; Relleno de roca, GW, GP, SW (gravoso) o SP (gravoso).	GC, GM.....	2½:1	2:1
					SC, SM.....	2½:1	2½:1
					CL, ML.....	3:1	2½:1
					CH, MH.....	3½:1	3:1

[1] En la Fig. 120 se muestran los tamaños "mínimo y máximo" de los núcleos.
[2] Los desembalses "rápidos" son los de 6 pig por día o mayores después de almacenamientos prolongados a altos niveles en el vaso.
[3] Los suelos OL y OH no se recomiendan para las porciones mayores de los núcleos de las presas de tierra. Los suelos Pt son inadecuados.
[4] El desembalse rápido no afectará el talud de aguas arriba de un terraplén compuesto que tenga una cubierta permeable grande del lado de aguas arriba.

Figura II.2.2.

2) Estabilidad.

La estabilidad depende de los materiales de la presa, la fundación y del régimen de flujo dentro de la misma.

Para presas de más de 5 m es recomendable verificar la estabilidad por los métodos clásicos para presas, por ejemplo el método sueco. (Referencia [2]).

Debe considerarse la construcción de un filtro, para controlar las filtraciones a través del cuerpo del terraplén, previendo el flujo de agua y las subpresiones presentes, el cual debe ser continuado hasta interceptar la línea de corriente superior de la filtración. Los filtros se realizan con materiales finos que deben estar disponibles en la vecindad. Para retener finos puede utilizarse un geotextil.

Los materiales de fácil drenaje y por lo tanto los de mayor estabilidad, se usan para confinar y proteger el núcleo impermeable. Cuando la variación de los materiales permeables es muy grande, se pueden disponer en varias zonas, utilizando para su colocación el mismo procedimiento que para filtros de drenaje.

En cuanto a las dimensiones del núcleo, el tamaño mínimo al nivel de la corona de la presa, debe ser tal que permita la colocación y compactación correcta de los materiales; a efectos de controlar las filtraciones se recomienda que el tamaño del núcleo al nivel de las fundaciones sea del orden de la altura de la presa.

En caso de que no haya disponibilidad de materiales adecuados económicamente utilizables se podrá ir a soluciones como el uso de geotextiles, geomembranas, protección con carpetas asfálticas, etc.

3) Corona.

El tamaño de la corona dependerá de los materiales disponibles, altura de la presa y la posible utilización de la misma como puente.

Debe tenerse en cuenta que, en este caso de presas, para no dificultar la compactación, debe tener un ancho mínimo de por lo menos 3 metros; en general la correcta colocación en obra de los materiales elegidos exige un cierto ancho de corona. Asimismo debe dársele, en el caso de los materiales finos, una contraflecha que asegure que no disminuya la franquía de la presa debido a asentamientos.

A efectos del drenaje superficial de la corona, se deberá construir la corona con pendiente transverasl mínima del 3 por ciento.

El ancho mínimo será aquel que permita un flujo de filtración adecuado considerando el embalse lleno.

Empíricamente se recomienda para el diseño de la corona (referencia [1]) el uso de la siguiente expresión:

$$C = H/5 + 3$$

donde C = ancho de la corona en metros, H = altura de la presa en metros.

4) Protecciones.

Los taludes de aguas arriba deben ser protegidos localmente de los remolinos producidos por la corriente o de las obras de toma o del efecto del oleaje, cuando se trata de presas de regulación y superficie de embalse suficiente como para que se generen.

El tipo más común de protección es el enrocamiento con materiales bastante gruesos como para no ser movilizados por el impacto de las olas, el cual debe extenderse desde la corona hasta una distancia segura por debajo del nivel mínimo del agua.

5) Franquía.

Es la distancia vertical que se deja entre la corona del terraplén, sin considerar la contraflecha, y la superficie del almacenamiento, la cual debe asegurar que la presa no será sobrepasada por el efecto del oleaje, el cual dependerá de la superficie del lago y de los vientos predominantes en la región. Se puede lograr mediante un parapeto, el que economiza materiales.
Se toma en este estudio como franquía o parapeto H/15 + 0,5 m.

6) Estribos.

Para los efectos de una estimación de prefactibilidad los estribos se toman de largo total igual al coronamiento es decir H/5 + 3.

II.2.3 Presa de Enrocado.

1) Sección.

Se toma ambas pendientes igual a 2:1 (aproximadamente 26º) que es menor que el ángulo de talud de las gravas.

2) Estabilidad.

Se aplica el método sueco anteriormente mencionado, teniendo en cuenta las deformaciones y asentamientos de las fundaciones.

3) Corona

El tamaño de la corona dependerá de los materiales disponibles, altura de la presa y la utilizacion de la misma como puente.

Empíricamente se recomienda el uso de la siguiente expresión:

$$C = H/5 + 3$$

donde C = ancho de la corona en metros, H = altura de la presa en metros.

4) Protecciones.

En general para el tipo de obra que se realizan no se da necesario proteger con materiales más gruesos.

5) Estribos.

Para los efectos de una estimación de prefactibilidad los estribos se toman de largo total igual al coronamiento es decir H/5 + 3.

II.3 FUNDACION.

Para realizar una buena fundación se debería:

a) Proporcionar un apoyo estable para el terraplén o pedraplén, teniendo en cuenta que el mismo se apoyará en formaciones que eran estables previo a la construcción de la obra de cierre; ellas estarán sujetas a condiciones distintas a las originales debido a las cargas adicionales que se le imponen así como a las fuerzas de filtración creadas por la obra de cierre.

b) En el caso de cimentaciones sobre terrenos arcillosos o limosos, se deberá tener en cuenta en el diseño, las posibles deformaciones debidas a consolidaciones diferenciales, para que las mismas no signifiquen un riesgo para la estructura. Las presas de hormigón sólo se implantan donde las fundaciones son aceptablemente rígidas, para evitar la fisuración por asentamiento diferencial.

El contacto entre el terraplén y núcleo eventual y la fundación es una parte vital de la estructura y en consecuencia debe dársele un tratamiento preferente que asegure que sean considerados los requisitos indicados.

El tratamiento mínimo necesario para cualquiera de los tipos de fundación consideradas, es el despalme del área de la fundación de terrenos con elevado contenido de materia vegetal, hasta alcanzar una base más sana, al menos de 35 a 50 cm.

El fin principal es asegurar una alta resistencia al deslizamiento por traslación en la zona entre distintos materiales, generalmente saturados luego de la obra de cierre.

Asimismo en todos los casos en que no se use dentellón total o parcial con el fin de aumentar la resistencia a las filtraciones, debe realizarse una zanja de unión entre la zona impermeable del terraplén y el terreno de fundación, sin perjuicio de la posibilidad de ejecutar cortinas de inyecciones de lechada para disminuir las filtraciones.

En el caso de obras de mayor importancia y que impliquen grandes riesgos en caso de falla, se deberán realizar ensayos más importantes de resistencia de los suelos al esfuerzo cortante, pruebas de compresión unidimensional, pruebas de penetración estandar (SPT) y eventualmente ensayos triaxiales. Con los resultados obtenidos se deberá efectuar el estudio de estabilidad de los terraplenes adecuados a las características del suelo de fundación haciendo uso de los métodos habituales para estos casos.

En general los terrenos de fundación se presentan en estratos compuestos de varios tipos de suelos provenientes de diversos orígenes, tanto en sentido vertical, como en el plano horizontal; por este motivo pueden presentarse una variedad de problemas de fundación en una misma obra en el sentido del eje longitudinal de la obra por cambios laterales de geología.

Las fundaciones pueden clasificarse a grandes rasgos, según la preponderancia de los materiales presentes, en:

II.3.1 Fundación Rígida.

Este tipo de fundación se presenta en terrenos con presencia predominante de rocas ígneas o metamórficas, conglomerados o materiales sedimentarios fuertemente cementados como areniscas consolidadas, etc.

En este caso no se presenta problemas de resistencia para las fundaciones de presas. Sin embargo pueden ser objeto de estudio los inconvenientes provenientes de posibles filtraciones a través de fisuras, estratos permeables o a lo largo de planos de falla, si su magnitud lo acredita frente al porte de la obra que se realiza.

Para solucionar estos problemas, que pueden generar daños en el terraplén, debe considerarse la realización de inyecciones de lechadas a presión, las cuales, dependiendo de la magnitud de las fisuras, podrán ser de cemento y agua, arcilla bentonítica, etc,de modo de interceptar las filtraciones en aquellos lugares de la fundación que sea necesario.

En caso de que la fundación presente fracciones con elevada desintegración, será conveniente excavar hasta llegar a la roca sana, eliminando el desagregado de la misma.

II.3.2 Fundación Flexible.

Se tiene este tipo de fundación cuando los terrenos de fundación son suelos aluviales o residuales de grano fino a base de limos y arcillas.

Este tipo de terreno de fundación en general no presenta problemas de impermeabilidad que signifiquen un riesgo para la obra, pero sí pueden presentar problemas de estabilidad los cuales según el tipo de fundación y la importancia de la obra pueden exigir un nivel de estudio mayor y la elaboración de soluciones particulares. Se considerarán los efectos de la presa sobre el terreno en cuanto a consolidación, agrietamiento, licuefacción y tubificación. La presa en tierra puede tolerar mejor los asentamientos.

Se pueden diferenciar dos situaciones en cuanto a la condición del suelo previo a la obra, respecto a su contenido de humedad, lo cual implicará un tratamiento distinto según que las fundaciones sean saturadas o no saturadas.

1) Fundaciones Flexibles Saturadas.

En el caso de obras pequeñas que no justifiquen un estudio particular, los proyectos de taludes de los terraplenes se basarán en la clasificación del suelo de fundación y en la experiencia recogida en la construcción local de presas sobre fundaciones similares. Los taludes recomendados se presentan en la Figura II.2.2 , en los cuales se tienen en cuenta consideraciones sobre la estabilidad.

2) Fundaciones Flexibles no saturadas.

En este caso debe tenerse en cuenta la posibilidad de asentamientos al saturarse el terreno de fundación, debido a las nuevas condiciones a la que está sometido.
Pueden ocurrir asentamientos diferenciales que produzcan la rotura o el agrietamiento del eventual núcleo impermeable

del terraplén, con las consiguientes pérdidas de agua por filtraciones. El tratamiento de las fundaciones no saturadas se hará tomando en consideración los resultados de los ensayos de compresión de los suelos y los otros parámetros geotécnicos, con las metodologías de cálculo ya evocadas.

II.3.3 Fundación de Acarreos.

Este tipo de fundación se da cuando los terrenos presentan predominancia de cantos rodados, gravas y arenas.

En este tipo de suelo de fundación el principal problema a controlar es el de la permeabilidad.

Se debe proyectar el sistema de modo de limitar el caudal de agua perdido por filtración y conducirlas con seguridad, evitando la tubificación o la licuefacción del terreno y la erosión de los terraplenes.

En conclusión las fundaciones serán mayoritariamente en materiales rocosos, aunque también se tendrán presas con fundaciones flexibles en materiales limo-arcillo-arenosos.

II.4. VERTEDERO.

El vertedero es la estructura que protege a la obra de las aguas que exceden el volúmen de almacenamiento. En el caso particular de las presas de tierra tiene una importancia fundamental, pues en caso de de ser rebasadas se corre el riesgo de la destrucción de la obra por erosión y arrastre.

Para el buen diseño del vertedero debe considerarse 4 aspectos fundamentales:

a) Simplicidad de diseño
b) Correcto funcionamiento hidráulico
c) Facilidad de construcción
d) Economía del procedimiento

El tamaño y las características de descarga quedarán determinadas por la avenida de proyecto, por otra parte la ubicación del vertedero dependerá de la topografía y condiciones geológicas del lugar; debe tomarse en consideración para el diseño, además de lo mencionado, que la ubicación debe ser tal que las descargas no produzcan erosiones inadmisibles en el talón de la presa o en las riberas aguas abajo. El vertedero puede proyectarse como parte de la presa o ser una estructura independiente de la misma.

De los posibles tipos de vertederos existentes, se describirán sólo aquellos que por sus características se adecúen para el uso en pequeñas presas de tierra o enrocamiento.

II.4.1. Vertederos de canal abierto.

Este tipo de vertedero conduce el agua desde el embalse hacia algún lugar del cauce suficientemente alejado de la presa a efectos de no generar erosiones en la misma. Normalmente deriva el agua hacia una cuenca vecina.

Las dimensiones del canal dependen fundamentalmente de los requisitos hidráulicos y la forma de la sección depende de la geología y características topograficas del emplazamiento. Debe cuidarse el controlar la erosión del canal, previendose en los casos en que de los estudios de suelos así lo determinen la protección del mismo.

Generalmente se recubre de pasto o cuando se trata de basalto, se pueden utilizar brazos del río que funcionan en creciente y emplazados a mayor altura que el fondo del cauce habitual.

II.4.2. De pozo o embudo.

Este tipo de vertederos tiene una entrada en embudo que conecta con una tubería que conduce las descargas al cauce aguas abajo de la presa. Este tipo se adecua a presas con almacenamiento muy encerrado y con gastos relativamente pequeños.

II.4.3. Vertederos de Hormigón.

En este tipo de vertedero debe tenerse en cuenta la construcción de elementos tipo "tobogán" o tanques amortiguadores como estructuras terminales que permitan la descarga en el río sin erosiones y son necesarias

estructuras complementarias de disipación de energía y protección del lecho aguas abajo.

Se considera la forma de los vertederos según referencia [1], $x^n = K*h^{n-1}*z$; x es una abcisa, h es una altura de carga encima del vertedero, z es una ordenada vertical orientada hacia tierra. Para una cara aguas arriba vertical tenemos que n=1,85, K=2. Los cuadros siguientes son válidos para ese perfil descripto.

De acuerdo al diseño adjunto, se aproxima una parte de la sección por Ha (altura de vertido) por 0,282*h y la otra parte de evaluar la integral de la curva y = Hv - z. Se calcula también la base del vertedero con la fórmula:
$X_{base} = 0,282*h + (2*h^{0,85}*Hv)^{(1/1,85)}$ (en metros)
Sección: $0,282*Hv*h + 0,94*Hv^{1,54}*h^{0,46}$ (en metros cuadrados)

Esto lleva a las siguientes secciones de vertedero y anchos de base en los mismos:

Tabla II.4.1. Anchos de base

Altura de vertido (m)	Altura de Lámina (m)								
	0.1	0.2	0.5	0.8	1	1.2	1.5	1.8	2
3	0.9	1.3	2.1	2.6	2.9	3.2	3.6	4.0	4.2
5	1.2	1.7	2.7	3.4	3.8	4.1	4.6	5.1	5.3
7	1.5	2.0	3.2	4.0	4.4	4.9	5.4	6.0	6.3
10	1.8	2.5	3.8	4.8	5.3	5.8	6.5	7.1	7.5
15	2.2	3.1	4.7	5.9	6.6	7.2	8.0	8.7	9.2

Tabla II.4.2 Sección del vertedero por metro de cierre (m2)

Altura de vertido (m)	Altura de Lámina (m)								
	0.1	0.2	0.5	0.8	1	1.2	1.5	1.8	2
3	1.9	2.6	4.1	5.3	5.9	6.6	7.4	8.2	8.7
5	4.0	5.6	8.9	11.2	12.6	13.9	15.6	17.2	18.2
7	6.7	9.4	14.7	18.6	20.8	22.8	25.6	28.2	29.8
10	11.6	16.1	25.1	31.7	35.4	38.8	43.5	47.8	50.5
15	21.5	29.9	46.4	58.3	65.1	71.3	79.7	87.4	92.2

1) Determinación de altura de lámina.

Se trata de estimar o determinar la velocidad en función del vertedero, con una ley del vertedero reduciendo el caudal mensual a cantidades diarias o por segundo. Estudiamos vertederos de sección rectangular supuestos ideales. Tenemos:

$$Q=C*L*He$$

C, coeficiente de gasto ≈ 1,74,
L longitud de la cresta en m,
He carga efectiva sobre la cresta, igual a la carga estática más la carga de velocidad.
C es variable on la velocidad y puede llegar a 2.2 pero 1,74 es conservador pues da un vertedero más largo para un mismo Q.

Se puede limitar la velocidad de descarga y la lámina por encima del vertedero; se puede considerar una parte que sea erosionable funcionando como fusible. Un criterio es que sea una velocidad subcrítica en el vertedero y en el cauce, así como la enegía que tiene el agua cuando llega al fondo del cauce tomando en cuenta la energía/volumen o la resistencia que tiene ese tipo de suelos.

Se entiende que las alturas razonables de lámina de agua en el vertedero están entre 0,10 m y 2 m. Esta altura depende de la diferencia entre la cota de coronamiento y la de vertido. En el caso que el vertedero necesario dentro de la presa supere el 50 % se consideraría una presa totalmente vertedora y la lámina de agua está limitada por el bordo libre. Será una restricción para la cota de coronamiento y tendrá un margen de seguridad de manera de no tener rebalsamientos.

La tabla II.4.3 permite ver las alturas de lámina (metros) en función del caudal (m^3/s) y del largo del vertedero asumiendo un coeficiente conservador C = 1,74.

Tabla II.4.3 Alturas de lámina.

(Q en (m3/s) y las longitudes de vertedero L en (m))

Q \ L	1	5	10	15	50	80	100	125	200	250	500
0,5	0.44	0.15									
1	0.69	0.24	0.15								
10	3.21	1.20	0.69	0.44	0.24	0.17					
100				2.45	1.10	0.80	0.69	0.60	0.44	0.38	0.24
1000								2.76	2.02	1.74	1.10

II.5 OBRAS DE TOMA.

La función de las obras de toma es regular la salida de agua del almacenamiento de una presa de forma de asegurar la entrada de agua necesaria para el cumplimiento de la función para la cual fue construída la presa. En el caso particular de los pequeños aprovechamientos hidráulicos, la obra de toma debe estar diseñada para permitir el paso de los caudales de agua necesarios para la generación económica de energía electrica y eventualmente para cubrir requerimientos de riego.

También estas estructuras pueden ser consideradas como un vertedero auxiliar para dar salida a aguas almacenadas de modo de dejar espacio en el embalse para control de avenidas.

Existe un gran número de tipos de obras de tomas las cuales pueden clasificarse según su objetivo, características físicas y estructurales, modo de operación y forma de descarga.

La posición de la obra de toma respecto al nivel del cauce debe ser tal que asegure una altura de agua suficiente para la circulación y el funcionamiento de la máquina hidráulica y por otro lado se debe dejar un espacio libre entre la obra y el fondo del cauce a efectos de permitir el depósito de sedimentos.

En el caso de obras sin regulación y que los arrastres de sedimentos del río sean normalmente importantes y perjudiciales para las máquinas (abrasión, etc.) se considerará la disposición o la construcción de una obra

desarenadora donde se favorezca la sedimentación. Este sedimentador se podrá limpiar periódicamente o disponer una estructura de limpieza automática.

II.5.1 Disposición de las obras de toma.

En el caso de presas de tierra o enrocado donde no se construye una sección especial en otro material se considerará la obra de toma compuesta por un conducto enterrado. En este caso debe tenerse en cuenta que numerosas fallas son causadas por mal proyecto, o insuficiente supervisión en la construcción de la misma.

Debe tenerse en cuenta para la ubicación de la toma, además de lo mencionado en cuanto al nivel respecto al cauce, la buena calidad de la fundación de la tubería, prestándose especial atención a la compactación alrededor de la misma, de modo de evitar posteriores deformaciones que comprometan el buen funcionamiento. Es además un lugar privilegiado para filtraciones e inicios de procesos de tubificación, por lo que las tuberías se colocan a veces con anillos o dispositivos para aumentar el recorrido de las filtraciones, disminuyendo las mismas. La buena compactación del terraplén de la presa en los alrededores de la tubería se realiza también para evitar discontinuidades o asentamientos inadmisibles en el terraplén.

Debe tenerse en cuenta en el diseño estructural del conducto, que debe soportar el peso del terraplén de la presa, y las presiones a que estará sometida en operación.

II.5.2 Controles de las obras de toma.

Generalmente el control de la obra de toma esta compuesto por una compuerta deslizante la cual es conveniente que sea ubicada aguas arriba del conducto de forma de que cuando la obra de toma no sea operada la tubería no esté sometida a presiones innecesarias. Los mecanismos elevadores de la compuerta deberán ser montados en una plataforma de operación, cuya altura debe ser al menos mayor que el nivel maximo del agua en la presa y de fácil acceso aún considerando situaciones de creciente, etc.

Las estructuras de toma deben considerar la colocación de rejillas para evitar la entrada de elementos que obstruyan la conducción y que puedan llegar a dañar la turbina. La forma de la rejilla influye sobre la cantidad de pérdidas que ahí se producen.

II.5.3 Conducción.

La conducción desde la toma puede efectuarse a superficie libre o a presión, dependiendo de las características del terreno y de la ubicación de la casa de máquinas o de la estructura que haga las veces de la misma con respecto a la presa.

En el caso de las ruedas hidráulicas o turbinas que puedan funcionar en canal abierto, aceptando las pérdidas que se producen, se utiliza el canal a superficie libre.

En el caso de transportar el agua mediante tubería, dependerá de si trabaja a sección parcial, en cuyo caso

valen los criterios anteriormente mencionados, o a presión, y en consecuencia deberán ser dimensionados teniendo en cuenta las pérdidas de carga según el tipo de material utilizado.

El perfil longitudinal se adaptará al terreno, manteniéndose en planta, siempre que sea posible, una alineación recta.

Los cambios de pendiente necesarios serán efectuados mediante codos anclados, y teniendo en cuenta los esfuezos adicionales a los que está sometida la tubería.

En cuanto a la selección del material para la construcción de la tubería dependerá de los costos de los mismos, pudiendo ser de hormigón, plástico o acero. En caso de ser de acero debe tenerse cuidado con la protección contra la corrosión. Se remarca que los distintos materiales suponen pérdidas por fricción diferentes.

II.5.4 Estructuras Terminales.

En cuanto a las posibles estructuras terminales, en el caso que nos ocupa, debe considerarse la conexión con la tubería de acceso a la turbina y en el caso de considerar la presa para usos múltiples, riego y generación, debe tenerse en cuenta el diseño de estructuras separadoras de caudales o tomas independientes o el canalizar el agua utilizada por la turbina para su uso en el riego, según los saltos disponibles.

II.6 CASA DE MAQUINAS.

El proyecto de la casa de máquinas depende esencialmente del tipo y dimensiones de la maquinaria hidráulica, del riesgo que sea alcanzada por una creciente y la protección que se debe brindar a la máquina y los elementos eléctricos.

Los elementos constitutivos de la casa de máquinas son: la zona de alimentación de la máquina, la ubicación de la misma, la descarga, el regulador y el tablero, las estructuras que sostienen los cables de transporte de la energía eléctrica y el generador

Dependiendo del tamaño de la turbina, puede ser necesario la construcción de un puente grúa o facilidades equivalentes para las tareas de mantenimiento y montaje.

Se debe asegurar que el equipamiento eléctrico de la instalación esté ubicado de modo de que no sea alcanzada por las crecientes, pudiendose proyectar la instalación de dichos equipos a un nivel diferente respecto a la instalación hidráulica; en caso de ser alcanzada por las crecientes se considerará una máquina y un generador sumergible; se debe contar asimismo con una estructura para pararrayos adecuada.

Los materiales a utilizarse para la construcción de la Casa de Máquinas son los habituales usados en la construcción: hormigón o mampostería para requerimientos importantes de duración y resistencia de la instalación hidráulica, materiales menos durables como combinaciones con madera, tubería de acero, etc., en otros casos; en el caso de tratarse de una estructura simplificada (como una plataforma elevada) se proveerá de accesos que faciliten la comodidad

de las tareas de revisión, mantenimiento y reparación de los diferentes elementos mecánicos y eléctricos.

En este trabajo se considera la casa de máquinas como un tramo de sección construído en hormigón; se prolonga fuera de la zona que contiene las máquinas con una sección de transición y se superpone con el enrocado o tierra para dificultar e impedir la filtración en la interfase entre los dos tipos de material.

Las casas horizontales corresponden más bien a las bajas potencias y su ubicación es perpendicular al cierre para las máquinas axiales y paralela al dique para el caso de las Michell-Banki.

El espacio para la casa considera lo que ocupa la turbina, los engranajes mecánicos, el generador y el tablero de control.

Se recomienda elegir la casa vertical como hipótesis primaria para un cálculo de factibilidad cuando tenemos más de 5 metros de altura.

En la parte del cierre donde hay solapamiento la sección es combinada, al centro de hormigón como muro o membrana y recubierto de enrocado o de tierra. Esta sección de transición no existe en las presas homogéneas de hormigón.

El tamaño de la casa de máquinas se toma como una función del diámetro y no se considera la cantidad de máquinas que se deseen instalar.
El ancho de la misma tomará en cuenta las necesidades de visita, mantenimiento y estanqueidad de la máquina. Si es sumergible hay una reducción en el ancho pues solo se necestia el espacio para la turbina.

Considerando estas necesidades técnicas se toma como ancho de la casa de máquinas la siguiente ecuación:

$$4*D/1,2^{(D-1)}$$

II.6.1. Fundaciones de la casa de máquinas.

En cuanto a las fundaciones de las turbinas, dependerá del tamaño, número de máquinas y tipo de turbina en particular si es horizontal o vertical.

En cada caso se analizará las características de fundación, pudiendo no existir en forma independiente en los casos de baja potencia o de tipo vertical donde se incorpora, en forma extrema, como parte del cierre y de las correspondientes fundaciones; en caso de ser necesaria siempre es fundamental la unidad con el resto de las estructuras en cuanto a filtraciones, etc..

Se tomarán en consideración los efectos de las vibraciones posibles de las máquinas sobre el terreno de fundación saturado.

II.6.2. Obras de Restitución.

Las obras de restitución también dependerán del tipo de turbina que se considere y de la ubicación de la casa de máquina respecto al cauce, pudiendo ser necesario la construcción de un canal que restituya el caudal turbinado al río.

De acuerdo al material de la fundación será necesario evitar la erosión del lecho a la salida de la casa de máquinas, por medio de una protección del lecho que hace las veces de disipador mínimo de energía.

Se supone un disipador cuyas dimensiones dependen del diámetro de la turbina, en dos tramos de pendientes distintas de 6% y 20%.

II.6.3. Sección de Transición.

Debe construirse una sección de transición entre los dos tipos de materiales para minimizar las filtraciones en la interfase. Las secciones de transición se calculan suponiendo un muro de hormigón, al centro del cierre, de ancho menor, con pendientes 1:5,67 y 1:3,73 para la realización en hormigón y con un ancho en el coronamiento de 0,30 m, siendo el resto del material coexistente; la sección responde a la fórmula

$$0,22*H^2 + 0,3*H$$

El muro es recubierto en el resto de la sección por el material con las pendientes habituales para el mismo. El

largo total de la transición para ambos lados se supone igual a H/5+2. Se agrega un dentellón en la zona de transición de mismas dimensiones que aquellos utilizados en el hormigón.

La parte de hormigón de la transición se supone un muro que tiene pendientes 80º de ambos lados y en la parte del coronamiento tiene un ancho de 30 cm.

II.6.4. Muro de contención delante de la Casa.

Se considera que el muro de contención de las aguas es de menor ancho que en la sección habitual de hormigón; el ancho de coronamiento se toma igual a H/10+1 (metros) y el dentellón se toma de profundidad fija de 1 m y un ancho variable de H/10+0,5 (metros); tiene ese muro una pendiente de 75º del lado aguas abajo y una pendiente de 80º aguas arriba; la casa de máquinas participa estructuralmente con el muro de la forma en que funcionan los diques con contrafuertes que en este caso serían los muros de la casa perpendiculares al mismo.

CASA DE MAQUINAS HORIZONTAL NO SUMERGIBLE

Diámetro turbina (m)	0.5	1	2	3	4
Volumen de hormigón	8	52	300	711	1171
Precio (redondeado)	1147	7842	44936	106658	175660

DISIPADOR MINIMO DE ENERGIA A LA SALIDA DE LA TURBINA

(Casa de máquinas horizontal)

Diámetros de turbina (m)

Diámetro turbina (m)	0.5	1	2	3	4
Volumen	2	13	77	187	321
Precio (redondeado)	291	1980	11478	28072	48218

MURO PARCIAL

(Casa de Máquinas horizontal como contrafuerte, incluye un dentellón)

Altura	Costo por m	Area	Longitud del cierre ocupada por la casa de máquinas (m)				
			2.2	4.0	6.4	7.7	8.2
3	1140	6.8	2271	4062	6499	7799	8319
5	2625	14.3	4780	8550	13680	16416	17510
7	4470	24.4	8174	14622	23395	28074	29946
10	8475	44.5	14926	26700	42720	51264	54682
15	17400	91.3	30606	54750	87600	105120	112128

ALAS DE TRANSICION

(Secciones combinadas de cemento y enrocado, cemento y tierra, incluyendo el dentellón; la sección total es igual a la de enrocado o tierra solo)

Altura (m)	Longitud de alas (m)	Costo Combinado enrocado (m)	Costo total (enrocado)	Costo Combinado tierra (m)	Costo total (tierra)
3	2.6	697	1.811	680	1.796
5	3.0	1683	5.049	1657	4.971
7	3.4	2634	8.955	2910	9.895
10	4.0	5685	22.740	5635	22.540
15	5.0	11796	58.980	11724	58.620

Se consideran a continuación las casas verticales.

CASA DE MAQUINAS VERTICAL NO SUMERGIBLE

LONGITUD (m)	1.1	2.0	3.3	4.2	4.6
VOLUMEN (M3/M)	5.6	40.6	262.6	715.4	1364.7
PRECIO (U$)	844	6083	39385	107303	204704

MURO DE LA CASA DE MAQUINAS VERTICAL

(Incluyendo el Dentellón)

Altura (m)	Area	Diámetros de turbina (m)				
		0.5	1	2	3	4
3	6.8	1112	2031	3385	4231	4701
5	14.3	2342	4275	7125	8906	9896
7	24.4	4004	7311	12185	15231	16924
10	44.5	7312	13350	22250	27813	30903
15	91.3	14994	27375	45625	57031	63368

DISIPADOR (Casa de máquinas vertical, en función del diámetro)

	Diámetros de turbina (m)				
Diámetro turbina	0.5	1	2	3	4
VOLUMEN	0.9	6.6	40.0	102.3	183.7
PRECIO	142	990	6000	15341	27548

En resumen he aquí los costos comparados en función de la altura de cierre y del diámetro de la turbina.

HORIZONTAL PRECIO TOTAL (en U$, Casa+Disipador+Muro+Alas)

Altura	Diámetros de turbina (m)				
(m)	0.5	1	2	3	4
3	4830	15006	64035	143650	233319
5	9255	21410	73132	154183	244426
7	16002	30835	86200	169194	260215
10	31064	51222	113834	200694	293260
15	71982	104510	183952	279787	375944

VERTICAL PRECIO TOTAL (en U$, Casa de máq.+Disipador+Alas+Muro)

Altura	Diámetros de turbina (m)				
(m)	0.5	1	2	3	4
3	3221	10226	49892	127997	238075
5	6366	14385	55548	134588	245186
7	11381	20774	63961	144266	255566
10	22999	35123	82335	165157	277855
15	55918	74385	130948	219613	335558

II.7 COSTOS.

En este capítulo se describe más ampliamente las bases de la metodología de análisis de prefactibilidad utilizada en I.3. Además se agregan elementos para calcular de forma más ajustada, con otras informaciones o hipótesis, el costo separado de los componentes civiles de la obra.

En este estudio no se realiza el análisis de los balances de resultados anuales de ingresos y egresos, y no se consideran las variaciones derivadas de las políticas impositivas y monetarias y otros costos que pueden existir derivados del marco jurídico y el impacto ambiental de la obra. Tampoco se tienen en cuenta las variaciones de costos de acuerdo a la localización en el territorio por a) distancia a los centros poblados, b) distancias a las industrias proveedoras, c) características del mercado de insumos, d) distancias a los puertos y a las fronteras.

Es necesario optimizar el diseño de la sección y buscar las soluciones civiles económicas por el peso que tiene en el costo total del aprovechamiento hidráulico.

Para definir el tipo de obra civil, y su costo, se toman en cuenta la altura y longitud de cierre, el tipo de material a utilizar, el tipo y diámetro de la turbina.

II.7.1. Costo de la obra Civil.

A continuación se desarrolla los costos para los tipos de obra civil considerados en el capítulo II.2 del anexo.

El volumen de cierre aproximado depende de la altura en forma cuadrática,Jonmapolinomios de segundo grado, con concavidad positiva.

Para alturas de 3 a 4 m el costo del hormigón es comparable al enrocado y a la tierra hechos cuidadosamente.

El costo de colocar una pantalla por metro de cierre aguas arriba de hormigón armado o con metal desplegado de 15 cm de ancho se estableció tomando el costo por metro cúbico del hormigón ligeramente armado igual al costo del hormigón en masa, suponiendo entonces una reducción de costos en su ejecución y/o una tasa de ganancia menor.

Se ha tomado H/15 + 0,5 como altura para el parapeto con sección cuadrada que sigue a la altura de vertido. La lámina de agua en el vertedero será menor que esta altura. Las presas a baja altura serán de material homogéneo para simplificar la construcción.

Se supone para la evaluación que: se retira una capa de 0,45 m con el ancho de la base de la presa, se excava el dentellón y los estribos en todo su volumen, sin considerar en principio los porcentajes de corrección por causa de sobreexcavación, pérdidas y rechazo de materiales.

El costo de los estudios de ingeniería y de ensayo de los materiales del sitio no se considera, la importancia de estos costos está dada por el grado de conocimiento y la magnitud de la obra (su altura, consecuencias de su estabilidad sobre la zona, etc.).

Es conveniente considerar un 10% de imprevistos en la obra debido a falta de información sobre las fundaciones, sobreexcavación y modificaciones. En caso de tener información geotécnica adecuada los imprevistos pueden bajar a 5% debidos a causas climáticas y de fallas de aprovisionamiento.

No se considera la incidencia del tiempo disponible estacional sobre los costos. Se consideran costos aproximados de las líneas de transmisión y la caminería.

Hay variaciones en los precios disponibles. El enrocado varía, según las fuentes de información privadas y públicas, entre U$ 2,50 a U$ 9,15 /m3. El Rip-rap saldría entre U$ 15,00 y U$ 20,00 /m3. La excavación de roca fisurada estaría a U$ 4,50 /m3.

Los costos asumidos para una sección son (por m^3 de trabajo):

- presas de tierra: U$ 4,00
- presas de enrocado: U$ 6,00
- presas de hormigón o gravedad: U$ 150,00

A continuación se da la tabla de costos para los diferentes tipos de cierre segun las secciones tipos consideradas en II.2.

TABLA DE COSTOS APROXIMADOS DE CIERRE

H, altura	15 m	10 m	7 m	5 m	3 m
profund. dentellón	1,5 m	1,5 m	1 m	1 m	0,5 m
Parapeto, altura	1,5 m	1,17m	0,97m	0,83m	0,7 m
Parapeto, sección	2,3	1,4	0,9	0,7	0,5
Presas de Tierra tang. α = 1:3,5 ; tang. β = 1:2,5					
C, coronamiento	6	5	4,4	4	3,6
L, base	96	65	46,4	34	21,6
Despalme en m^3/m	43,2	29,3	20,9	15,3	9,7
Sección en m^3/m	765	350	178	95	38
Superficie lateral para pantalla(m^2)/m	54	36	25	18	11
Dentellón (m^2)/m	9	7.5	4.4	4	1.8
Geotextil alquitranado, una capa (U$)	497	331	230	166	101
U$ (c/geotextil)	3534	1721	936	543	251
U$ (c/pantalla)	4248	2197	1272	781	393
U$ (c/pant. y den.)	4454	2227	1289	797	400
Exc. Estribos (U$)	18576	7150	3210	1584	573
Estribos (total)	25704	11135	5672	3188	1440
Presas de enrocado tang. α = 1:2 ; tang. β = 1:2					
C, coronamiento	6	5	4,4	4	3,6
L, base	66	45	32,4	24	15,6
Despalme en m^3/m	29,7	20,3	14,6	10,8	7,0
Sección en m^3/m	540	250	129	70	29
Superficie lateral para pantalla(m^2)/m	33.5	22.4	15.7	11.2	6.7
Dentellón	9	7.5	4.4	4	1.8
Geotextil alquitranado, una capa	308	207	145	103	62
U$ (c/geotextil)	3548	1707	918	523	235
U$ (c/pantalla)	3995	2003	1125	672	324
U$ (c/pant. y den.)	4174	2139	1212	744	363
Exc. Estribos (U$)	13176	5150	2348	1184	444
Estribos (total)	24294	10240	5064	2784	1206
Presas de hormigón α = 80º ; β = 55º, 85º					
C, coronamiento	4	3	2,4	2	1,6
L, base	10,7	7,5	5,5	4,2	2,9
Largo de estribos	5	4	3,4	3	2,6
Despalme en m^3/m	4,8	3,4	2,5	1,9	1,3
Sección estable/m	108,5	49	25	13,4	5,5
Dentellón/m	5,2	3,9	2,1	1,7	0.7

U$ (Sección, dentellón y parapeto)	17425	8225	4225	2393	1015
Exc. Estribos (U$)	2274	894	404	206	78
Estribos (total)	69560	24597	10102	4760	1613

COSTOS DE LAS SECCIONES DE TRANSICION

H, altura	15 m	10 m	7 m	5 m	3 m
Dentellón, profundidad	1,5m	1,5m	1 m	1 m	0,5 m
Dentellón, sección	5,2	3,9	2,1	1,7	0,7
Ancho total de alas para tierra o enrocado	5	4	3,4	3	2,6
Presas de tierra					
L, base	96	65	46,4	34	21,6
A, área sección	765	350	178	95	38
área tierra solapada	711	325	165,1	88	35,1
área hormigón solapado	54	25	12,9	7	2,9
costo combinado/m lin.	11724	5635	2910	1657	680
costo combinado total	58620	22540	9895	4971	1769
Presas en enrocado					
L, base	66	45	32,4	24	15,6
A, área sección	540	250	129	70	29
área enrocado solapado	486	225	116,1	63	26,1
área hormigón solapado	54	25	12,9	7	2,9
costo combinado/m lin.	11796	5685	2634	1683	697
costo combinado total	58980	22740	8955	5049	1811

Observaciones.

A continuación se dan algunas hipótesis que se asumieron, y recomendaciones que pueden ayudar a realizar cálculos particulares más específicos.

- El costo de transporte entre la cantera y el sitio serían U$ (Km*1,5*0,21) de acuerdo a los manuales del MTOP.

- La excavación de tierra disminuye un 15% en volumen al compactarse.

- Se pueden considerar 5% de aumento de material por rechazo de materiales inapropiados.

- Se pueden considerar 25% de aumento de volumen en la excavación de roca sólida para enrocado y rip-rap.

- Se pueden considerar 20% de sobreexcavación en túneles y canales en roca

- Se pueden considerar 5% de pérdidas en cemento y agregados del hormigón.

II.7.2. Costo del hormigón.

Tomando en cuenta las variaciones importantes en los precios del hormigón de acuerdo a las fuentes, se realiza una justificación del precio a partir de los costos de cada componente, con el fin de dar fundamento a los costos tomados en los cálculos de prefactibilidad.

Se estudian con diversos métodos la fabricación y colocación del mismo.

No se tiene en cuenta aquí la incidencia del transporte en los costos.

Es grande la incidencia de utilizar un hormigón pobre, de tipo ciclópeo, ya que baja la cantidad de hormigón a la mitad (de 20% a 10%), y las correcciones de los porcentajes de arena, grava, etc, no afectan esencialmente los costos.

Se utiliza para el cálculo del metro cúbico un ejemplo de Precios de mercado al detalle (Agosto 1992, 1 U$ = 3100) tomado de los avisos de los diarios del país.

Rubro	Densidad supuesta	Unidad y Precio	Costo (U$)	Relación a Arena Sucia
Arena Limpia Arena Sucia	1,30 1,40	23000/m3 28000/m3	7,42 5,16	1,44 1,00
Pedregullo Lavado	1,20	28000/m3	9,03	1,75
Pedregullo Sucio	1,25	16000/m3	5,16	1,00
Gravillón	1,10	22000/m3	7,10	1,38
Cemento	1,40	295/kg	0,0952	4,76

Se toma como ejemplo de composición la utilizada en la realización de zapatas de hormigón pretensado de alta resistencia, que llevan gran cantidad de cemento (habitualmente el hormigón lleva unos 350 kg/m3). Su composición es la siguiente:

Rubro componente	Contenidos y Resistencias	Proporción (peso)	% peso	U$	%
Cemento	465 kg/m3	1,00	19,7	44,27	79,5
Arena (granito 0-4mm)	880 "	1,90	37,2	5,02	9,5
Grava (" 4-16mm)	810 "	1,70	34,3	6,10	11,0
A/C		0,45			
Resistencia	>=60 MN/m2				
Agua	209 kg/m3	0,45	8,84	0,31	±0
Total	2364 kg/m3			55,70	
Densidad final Hormigón	2,36 T/m3				

Usando la metodología del Pequeñas Presas (Referencia [1]) en el Anexo F, caso F-19, ejemplo 2, tabla F-7, con el cálculo de la mezcla para una cimentación se construyó el siguiente cuadro, con precios en dólares americanos:

	Densidad	% en Peso	Precio/100 Kg	%	% en Volumen
Agua	1,00	0,50	0,002	±0	15,24
Cemento	3,15	1,00	1,18	65,12	9,69
Gruesos	2,68	4,22	0,43	23,73	48,08
Arena	2,63	2,33	0,20	11,04	26,99
Total			1,812	100,00	100,00

Una tonelada valdría U$ 18,12, considerando una densidad de 2,25 el costo será de U$ 40,77 el m3 de materiales sin mano de obra.

Los valores obtenidos y la consideración de la mano de obra, dirección y maquinaria necesarias para colocar en obra un metro cúbico, justifican la adopción del valor U$ 150 por metro cúbico para el hormigón utilizado en las presas.

II.7.3. Estructura de Control

El grado de regulación condiciona el aliviadero.

El aliviadero es más caro cuando se encuentra en la presa misma; puede ser simplemente recubierto con hormigón para resistir la erosion y disminuir la rugosidad.

Se usarán canales laterales en tierra en lo posible; cuando la excavación llega a un costo límite, se hace competitivo el vertedero incorporado de hormigón.

Se asume primariamente que los costos de un vertedero (esencialmente un aliviadero en tierra empastado o un canal de excavación simple) constituyen un 50% del costo del cierre ejecutado en enrocado o tierra. Por lo tanto se puede tomar primariamente a los efectos de una evaluación económica, para obtener el precio del aliviadero hipotético, 0,5 del valor del cierre incluyendo también los estribos y el dentellón.

En caso que se pueda estimar el caudal a ser vertido y el vertedero sea de hormigón, en II.4.3 se puede determinar la

altura de lámina y longitud del vertedero, con lo que se estima el costo del vertedero

Tabla de costos por metro de vertedero

Altura de vertido (m)	Altura de Lámina (m)								
	0.1	0.2	0.5	0.8	1	1.2	1.5	1.8	2
3	278	391	620	792	892	985	1113	1232	1307
5	604	844	1328	1686	1893	2082	2343	2584	2736
7	1008	1406	2200	2784	3119	3425	3846	4232	4475
10	1737	2416	3766	4750	5312	5824	6526	7168	7571
15	3229	4481	6954	8746	9763	10689	11952	13105	13826

II.7.4 Algunos Precios indicativos.

Tipo de trabajos	Precio	Observaciones
Excavaciones		
Exclusa	U$ 4...5/m^3	
Canal	U$ 4/m^3	
Puerto	U$ 10/m^3	
Bajo agua	U$ 70/m^3	
Retroexcavadora/hora	U$ 25/hora	
Movimientos de tierra		
Montevideo:	U$ 1,22/m^3	----
Colocación de materiales y compactación		
Dique de enrocado	U$ 6/m^3	
Consultora, maquinaria importada en tránsito, etc	U$ 2,5 a 1,0	
Hormigón Armado		
Exclusa	150....175/m^3	U$
Puerto	175/m^3	"
Sala Máquinas	150/m^3	"
Vertedero	150/m^3	"
Bases de muro de presas	150/m^3	"
Ciclópeo (Consultoras)	300/m^3	"
Armado "	350/m^3	"
Plancha armada "	350/m^3	"
Ciclópeo (MTOP 22/1/92)	183/m^3	"
Drenaje de Pie		
Geotextil permeable(U$/m2)	1,5 a 2,0	----
con alquitrán (U$/m2)	9,2	Puede bajar a 7 U$
Gran. seleccionada (U$/m2)	10 a 20	Puede bajar
Enrocado de protección		
Extracción, transporte		----
(7 km), selección en el		----
sitio (Consultoras)	U$ 15/m^3	----
Rip-Rap (Consultoras), m^3	U$ 15...20	----
Limpieza de cauce y talón		
Dragline/hora (Consultora)	U$ 60...80	----
Limpieza de cauce MTOP	U$ 0,60/m2	Limpieza somera

Estribos		
Se asume el precio de excavación y relleno		
Explosivos		
Barros explosivos, kg Según dificultad, m3	U$ 0,19 U$ 50...90	(ANFO+permagel)
Obras de toma		
Toda la obra (miles de U$)	2...6	Diseño sumario
Zampeado		
Como hormigón ciclópeo Colocado de piedras	U$ 150 U$ 20	
Sifón:		
Chapa de hierro Hormigón		Ver el caso de India Muerta
Casa de Máquinas		
Simplificada (miles de U$)	2...3	pequeñas potencias
Conducciones forzadas		
Caños de hormigón 1,00 m Caños de hormigón < y > 1m Hormigón colado: Hierro (con comportamiento paralelo al hormigón)	U$ 330/m U$ 200/m/m fi U$ 235/m/m fi	idem m3 hormigón

Referencias bibliográficas.

1. Bureau of Reclamation, " Diseño de Presas Pequeñas ", United States Department of the Interior, Agosto de 1966.

2. P. Novak, Moffat, C. Naullari, R.Narayanan, "Hydraulic Structures", Unwin Hyman, London 1990.

BIBLIOGRAFIA

1. "An optimized design method for butress dams, Priscu, Popovici and Suprovici, *Water Power & Dam Construction*, v.33, n.3, p.29, march 1981.

2. "Building Materials", V.A. Vorobyev, *Higher School Publishing House*, Moscow, 1965

3. "Canada, an overview of small hydro development in Canada", R.H. Clark and T. Tung, *Water Power and Dam Construction*, v.39, n.9, p.15, september 1987.

4. "Chute Spilways", *U.S. Department of Agriculture*, Soil Conservation Service.

5. "Designing the profile of gravity dams", Joshi, *Water Power & Dam Construction*, v.32, n.1, p.28, january 1980.

6. "Drop Spillways", National Engineering Handbook, Section 11, *U.S. Soil Conservation Service*, Washington, April 1968.

7. "Embankment Dams", Notes from the course October-November 1992 at IMFIA, Universidad de la República, Uruguay by Profs. Klas Cederwall and Hans Bergh from the Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden.

8. "Guía para el cálculo de rentabilidad de proyectos de inversión para el abastecimiento de energía", Horst Finck, Gerhard Oelert, GTZ, Alemania, 1985.

9. "Guidelines for using fuse plug embankments in auxiliary spillways", U.S. Department of the Interior, *Bureau of Reclamation*, USA, 1987

10. "Hydraulic Structures", *P. Novak et al.*, Unwin Hyman, London 1990.

11. "Hydro Station Costs", J.L. Gordon, *Water Power & Dam Construction*, v.33, n.9, p.31, september 1981

12. "International Standarization of Small Hydro Schemes", Teichmann, *Water Power & Dam Construction*, v.35, n.5, p.41, may 1983

13. "International Workshop on Arch Dams - I", *Water Power and Dam Construction*, v.39, n.9, p.40, september 1987.

14. "Les Petits aménagements Hydro-électriques, guide pour la conception, la réalisation, la mise en service et l'exploitation, Société Hidrotechnique de France, 1985

15. "Low Dams, Manual of Design for Small water Storage projects", *National Resources Committee*, Washington, EEUU, 1938

16. "Medium and small masonry arch dams in China", *Water Power & Dam Construction*, v.37, n.2, p.21, february 1985.

17. "Microcentral Hidrelétrica Rural MCHR", Barreira, De Souza, Escola Federal de Engenharia de Itajubá,

18. "Micro Hydroelectric Power Stations", Monition, Le Nir, Roux, John Wiley and Sons, England, 1984.

19. "Micro Hydro, Special Supplement", *Water Power & Dam Construction*, November 1985.

20. "Model Studies of an overtopped rockfill dam, Gerodetti, *Water Power & Dam Construction*, v.33, n.9, p.25, september 1981.

21. "Obras Hidráulicas", F. Torres Herrera, Limusa, México, 1981

22. "Optimum profiles of gravity dams", Joshi, *Water Power & Dam construction*, v.34, n.9, p.35, september 1982

23. "Power Tunnels and penstocks: the economics re-examined", Fahlbusch, *Water Power & Dam construction*, v.34, n.6, p.13, june 1982

24. "Quick estimating Techniques for small hydro potential", J.L. Gordon and A.C. Penman, *Water Power and Dam Construction*, v.31, n.9, p. 46, september 1979.

25. "Reparación de Obras Hidráulicas de Hormigón", Monografías, Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos, Universidad Politécnica de Cataluña, 1991.

26. "Revestimientos flexibles en colchones Reno y gaviones", "Diques Flexibles", Notas técnicas de Gaviones Maccaferri del Brasil, 1985, 1981.

27. "River Intakes and Diversion Dams", Ernest Razvan, Elsevier, Amsterdam, 1989.

28. "Small Hydro in China", *Water Power and Dam Construction*, v.37, n.2, february 1985"Small Hydro-electric schemes in New Zealand", Leyland, Noble, Watson, The New Zealand Energy Journal, p.68, 25/6/1980

29. "Standard Specifications for Repair of Concrete", Bureau of Reclamation, EEUU, M-47, 1990

30. "The Economic Limits of small and low-head hydro", J.L. Gordon and R.C.R. Noel, *Water Power and Dam Construction*, v.4, n.4, p. 23, april 1986

31. "The Optimum Size of Small run-of-river plants", Gingold, v.33, n.11, p.50, 11/81, *Water Power and Dam Construction*.

32. "The problems and benefits of small-scale hydro -I", *Water Power and Dam Construction*, v.35, n.2, p.46, february 1983,

33. "The problems and benefits of small-scale hydro -II", *Water Power and Dam Construction*, v.35, n.3, p.49, march 1983,

34. "The problems and benefits of small-scale hydro -III", *Water Power and Dam Construction*, v.35, n.4, p.52, april 1983,

35. "The Safety of dams", Blind, *Water Power and Dam Construction*, v.35, n.5, p.17, may 1983

36. "Thin arch dam resists ice and floods", W. Cai, *Water Power and Dam Construction*, v.35, n.8, p.37, august 1983.

37. "Water for Energy", Papers presented at the 3rd. International Symposium on wave, tidal, Otec and small scale hydro energy, Brighton, England, 14-16 May, 1986

ANEXO III.

VISITAS DE CAMPO

III.1 DPTO. DE SALTO, 19-21 DE NOVIEMBRE DE 1991.

Los sitios que se visitaron, fueron seleccionados a partir de la respuesta a un censo elaborado por el IMFIA, y distribuído por CALSAL entre sus asociados.

Las visitas fueron coordinadas, por la Unidad de Proyectos Especiales de CALSAL, bajo la responsabilidad del Ing. Pedro Lázaro.

Para las visitas se dispuso:

un vehículo alquilado, con chofer
cartas geodésicas 1:500.000 con curvas de nivel cada 50 m.
cartas planimétricas 1:100.000
minutas 1:40.000 con curvas de nivel cada 10 m. en algunos sitios.

Martes 19.

Estación Itapebí. Productores: Víctor Pascovich
Marcos Azanza
Suc. Hugo Paolini

Acompañados por el Sr. Victor Pascovich:

Se recorrió el Arroyo Itapebí Grande entre los puentes del camino y la vía férrea, no observándose condiciones favorables para la generación, a través de PCH (micros)

Se recorrió el Arroyo de los Talas a 1 km. de la estación, observándose una zona adecuada para el represamiento y la generación de 10 a 30 kW dependiendo de la altura del cierre y del volumen del embalse de regulación. Longitud del cierre unos 100 metros para 5 o 6 mts. de caída. Existe arcilla y

piedras a menos de 2 km.. El sitio es lindero de terrenos del Sr. Marcos Azanza.

El día jueves se realizó una entrevista en Salto con el Sr. Marcos Azanza.

Se observó en la minuta la existencia de potenciales sitios, aguas arriba del Itapebí Grande, teniendo como terrenos lindantes los del Sr. Luis Enrique Azanza.

Agua Dulce. Productor: Omar Alderete

No fue localizado el establecimiento, por no disponer de información suficiente del sitio.

Constitución. Productor: Carlos Kuchman

Se visitó en la Cañada del Guaviyú un salto natural sobre piedra de aproximadamente 4 o 5 mts., teniendo aguas abajo el embalse de Salto Grande. Se dejó planteada la realización de medidas de caudal en estiaje, realizando un cierre con bolsas de tierra y una tabla de poco espesor con un vertedero rectangular.

Miércoles 20

Paso de Parque del Daymán. Productores: José Manuel Grasso
Jorge Daglio
Eduardo Crescionini

Fuimos recibidos por el Sr. José Echeverriaga Capataz de la Estancia "La Labor". Se recorrío aguas arriba del Paso del Parque, un tramo de dos kilómetros, encontrándose un sitio adecuado con un cierre de unos 200 mts. y un salto de 5 mts., con buenas posibilidades de embalse. Luego se relevó la zona inmediatamente aguas abajo del paso del parque (a 150 mts. del puente), observándose la posibilidad de un cierre de menos de poco más de 50 mts. de longitud y un salto de unos 5 mts., con no tan buenas posibilidades de embalse; en este caso habría que considerar la realización de un puente sobre el aliviadero y un camino sobre la presa, dada la importancia del paso.

En el puente sobre el paso, se midieron 15 bocas de 1.5 x 2.0 mts. y se nos informó de crecidas de dos metros por encima de la superestructura del puente, sobre un ancho de 100 mts..

Puntas de Valentín. Productor: María Laura Vadora

Fuimos recibidos por el Ing. Agrónomo Jorge Lena, observándose desde las casas, a doscientos metros, el pequeño cauce del Arroyo Las Flores, sobre el cual había realizado medidas de caudal, utilizando un Parshall, y encontrando como caudal mínimo de estiaje 25 l/s en la última sequía, y normalmente 50 l/s. El cierre sería de 50 m, para un salto de 2 m. Tiene interés en utilizar parte del agua almacenada para regar aguas abajo. El Ing. Lena se

ofreció a enviarnos una copia de la planilla de cálculos realizados.

Productor: Alfonso Cortabarría

Fuimos recibidos por el Sr. Daniel Cortabarría, recorrimos la presa construída por su abuelo Sr. Gutierrez, y parccialmente destruída en abril de 1959, se descalzóen la margen derecha. La presa se encuentra sobre el arroyo Valentín Grande, siendo este lindero de los campos de Cortabarría con un familiar. Aguas arriba Gutierrez construyó anteriormente otra presa que aún se mantiene y que por desperfecto de la turbina dejó de generar electricidad. Se nos indicó que existe información sobre las presas construídas por Gutierrez, y que nos la harían llegar.

Jueves 21.

Paso Cementerio. Productor: Alberto J. Mones Morelli

Se realizó un recorrido de la margen derecha del Arroyo Sopas, donde el productor planteaba la posibilidad de trazar un canal de mínima pendiente, aprovechando la alta pendiente del arroyo. Se observó que la propuesta era hidraúlicamente posible y que para evaluar costos era necesario medir longitud y desnivel, lo cual sería realizado por el productor.

Se relevó también el tramo del arroyo frente a la zona poblada, encontrándose secciones estrechas en las que realizar un represamiento, pudiendo tener el cierre unos 50 mts. y un desnivel de 5 mts. Realizarán un levantamiento topográfico de la sección del cauce.

III.2 ARROYO COLLA, 11 DE JUNIO DE 1992.

Arroyo Colla.

Se inspeccionó un tramo del arroyo 2 km. aguas abajo del Paso del Tío Luis, donde el mapa 1:50.000 con curvas de nivel cada 10 mts. indicaba una garganta favorable, y el mapa geológico una base de granitos, verificándose visualmente las características del sitio.
La limitante mayor es la extensión y altura a embalsar ya que con pocos metros de embalse queda comprometido el drenaje en el Paso del Tío Luis

Los Mimbres.

Visitamos un salto de agua en la Cañada de los Mimbres, el cual resultó sumamente interesante debido a que se dispone de alrededor de 10 metros de caída útil y un caudal base, aunque pequeño, permanente todo el año.

III.3 INDIA MUERTA, 2 DE JULIO DE 1992.

India Muerta.

Se visitó la presa existente, acompañados de personal técnico de COMISACO, comprobando que la infraestructura existente contempla la instalación de una microturbina. La existencia en las cercanías de una linea de 15.000 V, abre la posibilidad de la interconexión al sistema eléctrico nacional. Se obtuvo el régimen de caudales en la temporada de riego.

José Pedro Varela.

Se visitó un embalse para riego próximo a José Pedro Varela que no presentaba ninguna de las ventajas en infraestructura y en proximidad a la red.

III.4 ARROYO GRANDE, 23 DE JULIO DE 1992.

Arroyo Grande.

Se visitó acompañado por el Sr. Juan José Baroffio el sitio que se consideró más favorable para la generación hidroeléctrica. Además de la demanda de energía para el ordeñado y refrigeración de la leche en dos plantas administradas por el Sr. Baroffio, se descuenta la demanda de otros productores de la zona. En entrevista mantenida con el Sr. Intendente de Flores se consideró el potencial uso de un aprovechamiento del Arroyo Grande para sustituir la generación diesel en Pueblo Andresito, inclusive se prevée una aumento en la demanda de energía eléctrica a partir de un programa de desarrollo turístico en la zona del embalse de Palmar.

III.5 MOLINO BONJOUR, 3 DE NOVIEMBRE DE 1992.

Se visitó acompañado por su propietario, el Sr. Antonio Rando la presa e instalaciones existentes sobre el Arroyo Rosario, construídas hace más de 50 años, y que generaban la energía utilizada en el molino, el cual se incendió hace pocos años.

El primer aspecto a observar es que a pesar de disponerse de mapas 1:50.000 con curvas de nivel cada 10 metros en los mismos no se identificaba el sitio como factible a partir de la topografía. La obra de mampostería existente cierra dos brazos del arroyo en una curva donde se tiene una amplia sección de drenaje para caudales altos.

Están instaladas dos turbinas, una de ellas de 96 kW que ha sido reparada, y otra de 48 kW que debe ser recuperada.

Existe una linea de UTE en el Molino y una sub-estación a un kilómetro de éste, que permite considerar una eventual interconexión.

INSTITUTO DE MECANICA
DE LOS FLUIDOS
E INGENIERIA AMBIENTAL
"Ing. Prof. OSCAR J. MAGGIOLO"

FACULTAD DE INGENIERIA - INSTITUTO DE MECANICA DE LOS FLUIDOS E INGENIERIA AMBIENTAL
"Ing. Prof. OSCAR J. MAGGIOLO" J. HERRERA Y REISSIG 565 C.P. 11300 MONTEVIDEO - URUGUAY

BORRADOR

ANEXO IV Y V

"ESTUDIO PARA LA INSTALACION DE MICROTURBINAS EN ZONAS ALEJADAS DE LA RED ELECTRICA NACIONAL"

Universidad de la República, Facultad de Ingeniería

IMFIA

Instituto de Mecánica de los Fluídos e Ingeniería Ambiental
"Prof. Ing. Oscar J. Maggiolo"

I.M.F.I.A.

Ing. J.L.Genta
Ing. L.Silveira
Ing. C.Anido
Ing. A.Acosta
Ing. J.Cataldo
Bach. F.Charbonnier

I.I.E.

Ing. V.Nunes
Ing. R.Chaer
Ing. J.Alonso

Contraparte de U.T.E.

Ing. O. Ferreño
Ing. J. Patrone

Elaborado para la
Administración Nacional de
Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE)

Junio 1993

INDICE

ANEXO IV. EQUIPAMIENTO ELECTRICO.

Introducción. 1

IV.1 Modalidades de generación. 2

IV.2 Aspectos generales y específicos en la selección del generador.

- IV.2.1 Detalles constructivos de las máquinas. 3
- IV.2.2 Aspectos específicos de las máquinas eléctricas. 6
- IV.2.3 Sugerencias para la determinación del generador. 9

IV.3 Control.

- IV.3.1 Estación para Cogeneración. 13
- IV.3.2 Estación Autónoma. 14
- IV.3.3 Referencias bibliográficas. 15

IV.4 Apéndices.

- IV.4.1 Utilización de motores de inducción como generadores eléctricos en plantas cogeneradoras. 16
- IV.4.2 El generador de inducción en la generación autónoma. 22
- IV.4.3 Protecciones eléctricas. 27
- IV.4.4 Resumen de costos de algunos de los componentes del sistema eléctrico. 37

ANEXO V. ESTUDIO DEL MERCADO DE MICROTURBINAS.

Introducción. 48

V.1 Oferta Internacional. 48

V.2 Oferta Regional. 49

V.3 Oferta Nacional. 49

V.4 Catálogos. 50

V.4.1 Oferta Internacional. 51
V.4.2 Oferta Nacional y Regional. 52

ANEXO IV.

EQUIPAMIENTO ELECTRICO

INTRODUCCION.

En este capítulo se describe el equipamiento eléctrico asociado a sistemas de generación de energía eléctrica a partir de energía hidráulica hasta 5MVA de potencia eléctrica.

Dicho equipamiento puede variar según el valor de potencia del sistema en consideración justificándose la utilización de componentes de más costo en los que generan mayor potencia.

El sistema básico de generación se esquematiza en la Figura IV.1 donde se indica la turbina hidráulica, el generador eléctrico, el control y los aparatos de conexión a la red externa y de protección del sistema.

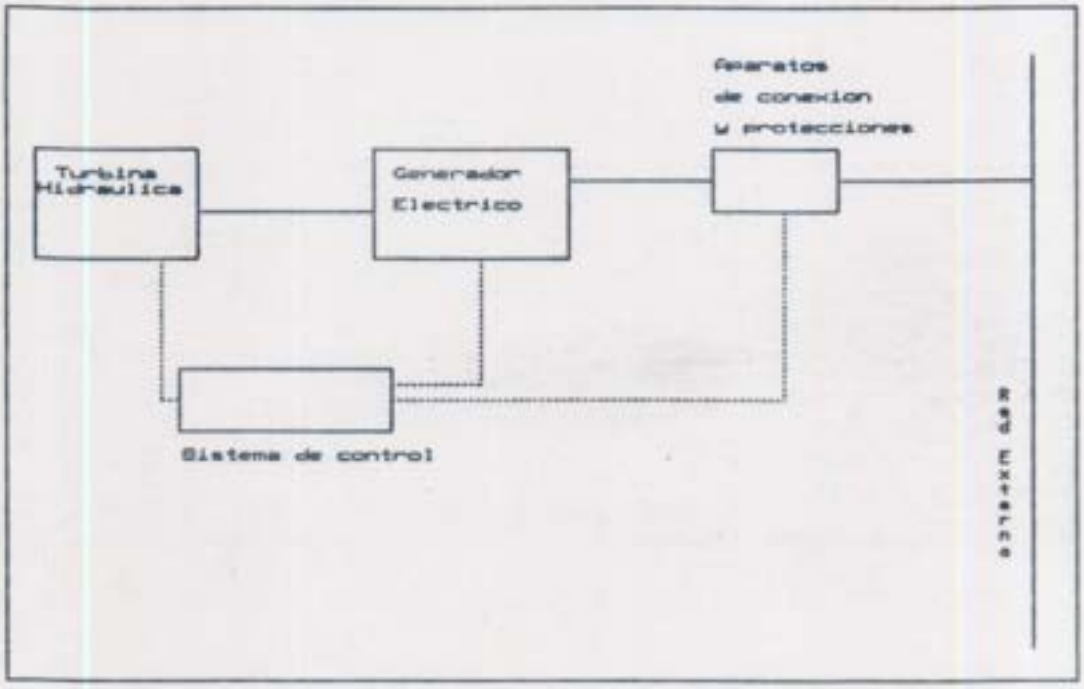


Figura IV.1, Esquema de generación básico.

IV.1 MODALIDADES DE GENERACION.

Se clasifica a las plantas generadoras en "Estaciones Cogeneradoras" y "Estaciones Autónomas".

Por Cogeneración se entenderá la generación de energía para ser suministrada a una red en la cual se encuentran otras estaciones de generación. A la planta en cuestión se la llamará planta cogeneradora. Normalmente para el tipo de aprovechamientos hidráulicos que se consideran en este trabajo el aporte de la planta cogeneradora es marginal respecto a la potencia total generada en el sistema, por lo que se podrá considerar que la estación cogeneradora no afecta a la red eléctrica nacional en ningún aspecto.

Cuando la estación de generación es la única sobre la red al conjunto estación generadora, red y consumidores se le llamará sistema autónomo.

Las dificultades que presentan ambos esquemas de generación son distintas y por lo tanto las soluciones de equipamiento adoptadas en cada caso son diferentes.

La generación autónoma surge como alternativa muchas veces económicamente más conveniente, al tendido de líneas para llegar con la red eléctrica nacional, hasta consumidores remotos.

La cogeneración desde fuentes renovables no contaminantes como son la energía solar, la eólica o la hidráulica ha despertado un interés creciente en los últimos años por sus ventajas económicas y ecológicas.

IV.2 ASPECTOS GENERALES Y ESPECIFICOS EN LA SELECCION DEL GENERADOR.

En esta sección se describe aquellos aspectos a tener en cuenta en la selección de la máquina a utilizar como generador eléctrico. Primero se destacan los aspectos generales y luego los específicos.

En cuanto al generador eléctrico es posible elegir entre: máquinas de corriente contínua y de corriente alterna. Las primeras pueden ser con devanado de excitación o de imanes permanentes. Los generadores de alterna pueden ser asíncronos, o síncronos empleándose en este último caso, aparte de los convencionales los de imanes permanentes, o los de reluctancia variable.

IV.2.1 Detalles constructivos de las máquinas.

De acuerdo con la referencia [1], los dos aspectos más importantes en el diseño de generadores para aplicaciones hidro-eléctricas en el rango de 500kVA - 5MVA son :

1.- Inercia del generador.
2.- Capacidad de sobre-embalamiento.

La falla más dramática que puede ocurrir y contra la cual hay que prevenirse es la pérdida de carga del generador. Es decir que la carga eléctrica por alguna razón pase bruscamente de un valor cercano al nominal a ser nula. Tal falla puede ocurrir, por ejemplo, como respuesta del sistema de protecciones frente a un cortocircuito. Primero la corriente aumentará hasta pasar la nominal y el relé de sobreintensidad desconectará la carga dejando repentinamente a la máquina en vacío.

Frente a esta contingencia, el conjunto turbina-generador aumentará de velocidad quedando fijada la aceleración por la inercia del conjunto.

Es importante que el conjunto turbina-generador tenga una inercia suficientemente elevada como para permitir a las protecciones contra sobrevelocidad actuar a tiempo.

La capacidad de sobrevelocidad que posea el generador determina el valor de la velocidad de rotación máxima que puede alcanzar sin daño mecánico. De alguna manera deberá asegurarse que bajo ninguna condición la velocidad de la máquina supere este límite. Para ello, se pueden adoptar distintas precauciones como ser:

- Diseñar la turbina para que en funcionamiento sin carga, la velocidad límite alcanzada sea inferior a la máxima admisible por el generador

- Proveer al conjunto de frenos mecánicos que puedan ser accionados automáticamente cuando se detecte un embalamiento.

Según la Norma IEC 34, las máquinas eléctricas de inducción, sincrónicas y contínuas deben tener capacidad de embalamiento mayor que 1.2 y salvo que el fabricante especifique otro valor, el valor de 1.2 deberá adoptarse como límite seguro.

Si bien estos puntos son realmente importante para sistemas de potencias mayores de 500kW, deben tenerse en cuenta también en el diseño de sistemas menores.

De las dos soluciones propuestas, la primera tiene el inconveniente de condicionar el diseño de la turbina imponiendo un límite de funcionamiento libre que hace que el rendimiento logrado en funcionamiento normal sea inferior que el de turbinas diseñadas sin estos requerimientos.

Por otro lado si se logra una protección de este tipo, se obtendrá un sistema económico y muy robusto.

La segunda de las soluciones, si bien no tiene el defecto de la primera, en cuanto a la disminución del rendimiento de la turbina, tiene el inconveniente de la complejidad agregada tanto en lo que significa implementar un freno mecánico y mantenerlo como de la lógica (ya sea mecánica o electrónica) que se utilice para detectar la sobrevelocidad y accionar el freno. Hacer una protección de este tipo que sea altamente confiable puede resultar de un costo excesivo para sistemas muy pequeños (menos de 5kW).

IV.2.2 Aspectos específicos de las máquinas eléctricas.

1) Máquina de Corriente contínua.

Este tipo de máquinas se utilizó inicialmente en sistemas de generación autónomos para cargar baterías. Con la aparición de los rectificadores de estado sólido la opción generador del alterna más un rectificador resulta económicamente más atractiva razón por la cual las máquinas de contínua se han dejado de usar como generadores eléctricos.

Las máquinas de corriente continua tienen colectores con escobillas rozantes que significan un problema de mantenimiento importante.

2) Máquina Sincrónica (MS).

Las Máquinas Sincrónicas (MS) son ampliamente usadas por la facilidad con que es posible realizar el control de la tensión generada (por medio de la excitación).

Los accesorios vinculados al uso da la MS son los necesarios para la generación de la corriente continua de excitación del bobinado del campo y su regulación. En cuanto a la generación de la corriente continua, la mayoría de las MS utilizadas en grupos de generación convencionales constan de devanados auxiliares para su generación. En caso de una máquina sencilla (sin auto-excitación) es posible agregar al equipo una batería para lograr la excitación inicial lo que agrega un problema de mantenimiento importante.

En cuanto al mantenimiento hay que diferenciar entre las máquinas más simples en las cuales la excitación ingresa al devanado rotórico por anillos rozantes, los que exigen un mantenimiento especial, de las máquinas más sofisticadas

(brushless) en que la excitación se genera con otro devanado auxiliar colocado en el mismo eje cuya tensión es rectificada por un puente de diodos también solidario al rotor. En este último caso, la excitación se regula actuando sobre el campo que excita el devanado auxiliar.

3) Máquina Asincrónica (GI).

El uso de la Máquina de Inducción (GI) para este tipo de aplicaciones es relativamente innovador. Tradicionalmente esta máquina ha sido poco usada , por la complejidad de su control. Hoy en día, el precio (y confiabilidad) de la electrónica permiten pensar en sistemas de generación autónoma viables basados en una GI.

Cabe resaltar que en esta máquina, la frecuencia de generación no está rígidamente ligada a la velocidad mecánica.

Al uso de la GI como generador autónomo hay que vincular la utilización de algún medio de generación de potencia reactiva para lograr la excitación de la máquina. Típicamente la potencia reactiva es aportada por un banco de condensadores.

En aplicaciones donde la GI trabaja en una red, esta suministra la potencia reactiva necesaria y no se requieren los condensadores para esta finalidad. En este último caso hay que agregar un relé para la desconexión de la máquina en caso de pérdida de velocidad, esta pasaría a funcionar como motor lo que no tiene sentido como se describe en la sección dedicada a las protecciones.

Por otra parte hay que destacar que las GI son mucho más robustas que las MS ya que no tienen anillos rozantes y además el bobinado rotórico de la GI (jaula de ardilla) es capaz de soportar velocidades de sobre-embalamiento mucho mayores que

las MS de polos salientes.

Las GI son también más sencillas de construir que las MS por lo que son relativamente menos costosas.

4) Máquina Sincrónica de Imanes Permanentes.

Esta alternativa es prometedora, sobre todo en los rangos de potencias inferiores (menos de 1KW).

Estas máquinas son tradicionalmente poco usadas en aplicaciones de potencias, habiendo por tanto muy poca experiencia de campo sobre su utilización para la generación.

Prometen ser de muy bajo mantenimiento por no tener contactos deslizantes.

Su utilización principal está orientada a la generación de tensión no regulada en aplicaciones tales como cargadores eólicos donde la tensión generada es rectificada y utilizada para cargar baterías.

IV.2.3 Sugerencias para la determinación del generador.

En esta sección indicaremos para que rango de potencia y en que modo de funcionamiento se aconseja cada tipo de máquina.

1) Micro aprovechamientos para generación de corriente contínua. (0.5 a 100kW).

Por ejemplo, una micro turbina pequeña puede disminuir sensiblemente el tamaño del banco de baterías necesario en un sistema autónomo basado en otro recurso renovable como puede ser el solar o el eólico.

En aplicaciones solares, no es pensable realizar en el país instalaciones autónomas de más de 1kW debido al costo tanto del banco de baterías como de los paneles. Los casos en que exista la posibilidad de combinar los recursos renovables parecen muy atractivos.

En aplicaciones eólicas es factible llevar el rango de potencias bastante más arriba estimándose en el orden de los 100kW.

Generador Sugerido:

potencia [kW]	MS	GI	IP
	número de sugerencia		
0.5 - 1	1	2	1
1 - 10	1	2	no
10 - 100	1	2	no

Donde:

MS = máquina sincrónica

GI = máquina de inducción

IP = máquina de imanes permanentes

número de sugerencia = prioridad para elegir, por ejemplo si el número de sugerencia es 1 se sugiere elegir está máquina antes que las demás.

Las máquinas sincrónicas de imanes permanentes en conjunto con un rectificador (comúnmente puente de diodos) son las de más bajo mantenimiento y más robustas pero no son máquinas de uso común y por lo tanto son de elevado costo. Para pequeñas potencia como se utilizan para otras aplicaciones, tales como cargadores eólicos de baterías, es posible encontrar máquinas de costo no muy elevado y sobre las que hay cierta experiencia de campo.

Las GI son muy baratas y robustas, tienen el inconveniente de necesitar condensadores para generar en forma autónoma y de ser complejo su control, esto las hace poco atractivas para estaciones autónoma de poca potencia.

Sobre las MS existe mucha experiencia de campo y por consiguiente es muchas veces preferida a las demás, un argumento importante es la posibilidad de utilizar alternadores para automóviles, alternativa que se ha adoptado en varias instalaciones eólicas rurales para cargar baterías.

El principal argumento en contra del uso de las MS para este rango de potencias tan pequeño es el costo del mantenimiento de las escobillas que llevan la corriente de excitación. Si se consiguiese una MS autoexcitada sería una máquina más cara pero de bajo mantenimiento, con la ventaja frente a una GI de no necesitar condensadores y permitir regular la tensión generada fácilmente por intermedio de la corriente de excitación de la excitatríz.

2) Sistemas autónomos para generación de alterna. (0.5 a 500kVA).

Generador Sugerido:

potencia [kVA]	MS	GI
	número de sugerencia	
0.5 - 1	1	2
1 - 10	1	2
10 - 500	1	2

Aquí las sugerencias se basan principalmente en los sistemas autónomos que se encuentran funcionando. El generador más usado es la máquina sincrónica autoexcitada conocida como "Brushless" principalmente por ser sobre la que se tiene mayor experiencia en este tipo de aplicaciones y por ser fácilmente controlable la tensión generada por intermedio de la corriente de excitación.

Las máquinas de imanes permanentes no parecen ser convenientes para este tipo de aplicación por la imposibilidad del control de tensión que tienen.

Las máquinas de inducción son más baratas y robustas que las máquinas sincrónicas pero tienen el inconveniente de la necesidad de condensadores y de ser de control bastante más complicado. Con el abaratamiento de la electrónica tanto de potencia como de control el costo de la complejidad del control es cada vez menor siendo ya en este momento económicamente conveniente para potencias menores que 300kW.

La falta de experiencia nacional en la utilización de las GI para estos propósitos hace pensables que en instalaciones que se realicen en el corto plazo se utilizarán MS.

3) Sistemas para generación conectados a una red fuerte. (0.5 a 5MW) cogeneración.

En este caso la regulación de frecuencia y tensión es responsabilidad prácticamente de la red de distribución existente, si bien es posible gobernar en cierto grado la tensión variando el valor de la potencia reactiva entregada o consumida en el punto de conexión. Esto es especialmente interesante si la estación está situada en la punta de una línea larga. Para controlar la tensión se emplea un banco de capacitores de capacidad controlable o eventualmente si se tratase de una MS variando la excitación de la misma. Estas posibilidades no se consideraron en este trabajo pues implicaría agregar sofisticación a la planta generadora.

Generador Sugerido:

potencia [Kw]	MS	GI
	número de sugerencia	
0.5 - 1	2	1
1 - 10	2	1
10 - 300	2	1
300 - 5MW	1	2(*)

(*) Para este rango hay pocos casos de estaciones cogeneradoras con generadores asíncronos, siendo por lo general el más utilizado el generador sincrónico. Las principales de la GI, son la posibilidad de conexión directa, sin necesidad de dispositivos de sincronización, pero en este rango, hay ejemplos de estaciones cuya conexión directa causa problemas.

IV.3 CONTROL.

IV.3.1 Estación para Cogeneración.

En los sistemas en los que el generador está conectado a la red eléctrica nacional, la regulación de velocidad no es necesaria ya que tanto la tensión como la frecuencia de generación quedan fijadas por la red. En estos sistemas, tener la posibilidad de regular el caudal de agua permitiría en caso de que exista embalse, poder reservar agua para producir la energía en las horas en que es más necesaria. Si el sistema de tarifas es diferencial según la hora del día, la posibilidad de almacenamiento es interesante, ya que permite generar en el tramo más caro.

Para este tipo de plantas de generación el Generador de Inducción (GI) presenta varias ventajas respecto al clásico Alternador como ser:

Menor costo por unidad, menos mantenimiento, el rotor más robusto y sin escobillas (para el caso de jaula de ardilla), y operación en forma asíncrona.

IV.3.2 Estación Autónoma.

En los sistemas autónomos, se necesita controlar la tensión y la frecuencia generada. La principal perturbación que afecta los valores tanto de frecuencia como de velocidad son las variaciones de la carga del generador. Las variaciones del caudal de agua son siempre de constantes de tiempo considerablemente mayores.

Hay dos formas básicas de control de la velocidad del generador que pueden resultar convenientes según el tipo de máquina que se utilice y las dimensiones del sistema, por lo que se describen superficialmente aquí y más en detalle para cada una de las máquinas en particular resaltando las virtudes y desventajas específicas.

1) Control de velocidad por variación del caudal.

Se basa en variar el caudal de agua que pasa por la turbina regulando así la potencia generada. Este tipo de control es lento y puede ser usado sin ninguna técnica adicional cuando el comportamiento esperado del sistema en cuanto a regulación de frecuencia no es muy exigente. Por ejemplo, si la energía generada se utiliza para cargar baterías (rectificador mediante) o para calentar agua no importa demasiado la regulación del sistema. Por el contrario si se conectarán motores de alterna o transformadores es importante asegurar una regulación mejor en todo momento.

La principal utilidad del control de caudal es como forma de cambiar el punto de funcionamiento (generar más o menos potencia) dejando la regulación de frecuencia y tensión a otros tipos de control como el que se describe a continuación.

2) Control Electrónico de la Carga.

La velocidad de giro esta fundamentalmente afectada por las variaciones de la carga que el generador tenga acoplada. Las variaciones del caudal de agua también afectan la velocidad pero con constantes de tiempo mucho mayores que las variaciones de carga por lo que a los efectos del control hay que prestar especial atención a estas últimas.

El método empleado consiste en utilizar una carga "fantasma" en paralelo con el consumidor la cual se controla de manera tal que el total de carga del generador permanezca constante.

La necesidad de las cargas fantasma sugiere utilizar la energía disipada en ellas para diversos usos tales como: calentamiento y enfriamiento de agua o accionamiento de molinos de granos, batidoras, etc.

Como se mencionó antes, la sofisticación del sistema de control quedará fijada por el costo y propósito del sistema final y se detallará para los casos concretos que se encaren.

IV.3.3 Referencias bibliográficas.

1. F.J. Parker. "Generator design for small hydro applications", *Water Power & Dam Construction*, Feb. 1984.

IV.4 APENDICES

IV.4.1 Utilización de motores de inducción como generadores eléctricos en plantas cogeneradoras.

Los generadores de inducción como se mencionó antes son una alternativa atractiva para este tipo de estaciones generadoras. En [1] se analiza la utilización del los GI para cogeneración, alguno de los resultados de dicho análisis son los siguientes:

1) **Efectos de variaciones de la tensión y frecuencia de la red.**

Para entregar la potencia nominal en los bornes del generador la potencia mecánica de entrada debe fijarse en el orden de 1.055 p.u., lo cual resulta en una corriente nominal del generador a la tensión y frecuencia nominal, del orden de corriente es 0.95 veces la corriente del la máquina funcionando como motor a plena carga. El valor de la corriente decrece si la tensión aumenta y crece si la frecuencia de generación crece, los valores más altos se darían teóricamente para la menor tensión y la máxima frecuencia. El rango de variación de la corriente resulta entre 0.93 y 1.12 veces la nominal para las variaciones de la tensión y frecuencia que aparecen en la tabla IV.4.1. En la red eléctrica nacional, la variación en la frecuencia es muy inferior a la indicada en la tabla, pero ese rango de variaciones podría darse en sistemas autónomos.

La corriente en el sistema decrece hasta 6% aproximadamente con la utilización de condensadores de valor adecuado.

Las pérdidas en el cobre decresen en el estator y aumentan en el rotor funcionando la máquina como generador comparada con el funcionamiento como motor. De cualquier manera, como la jaula de ardilla del rotor tiene gran capacidad de sobre temperatura este aumento en las pérdidas resulta aceptable.

Con la utilización de condensadores conectados a los terminales se disminuye la corriente por la línea de transmisión al minimizar la componente reactiva y por lo tanto se disminuye el total del pérdidas en el cobre. Según el valor de la capacidad que se elija varía la potencia entregada al sistema en el punto de conexión de la línea a la red.

La suma de las pérdidas en el cobre del estator y en el núcleo pueden considerarse como la mayor fuente de calor en el generador, dicha potencia se indica en la tabla IV.41 para rangos de variación de la frecuencia entre 0.9 y 1.05 de la nominal y la tensión variando entre 0.85 y 1.05 de su valor nominal.

Se puede aumentar la potencia entregada al sistema, con el consiguiente aumento de la eficiencia, con la utilización de condensadores. La mejora dependerá de las características del generador y de la línea de transmisión pero no valores máximos de mejora típicos son del orden de 2%.

Esta suma de potencias permanece prácticamente constante ya que bajo la condición de perdidas en el cobre elevadas (tensión baja, frecuencia alta), las pérdidas en el núcleo son bajas debido a la disminución del flujo y viceversa. Por lo tanto no debe tomarse un punto de vista alarmista sobre el calentamiento de la máquina conectada como generador debido a las fluctuaciones de la tensión y frecuencia de generación ya que se está en una situación similar a la de la máquina funcionando como motor conectada a la misma red. Para su protección en este sentido basta con los relés térmicos

utilizados normalmente para la protección de motores.

Hay otros aspectos sobre las protecciones necesarias para estaciones cogeneradoras, para las que se dedica un apéndice separado.

TABLA IV.4.1.

Suma de las pérdidas en el cobre del estator y del núcleo en [Kw], para una máquina de 220kW (como motor) para distintos valores de tensión y frecuencia de la red.

	Frecuencia [p.u.]		
Volt [p.u.]	0.9	1.0	1.05
0.85	6.68	6.94	7.20
1.00	6.55	6.65	6.7
1.05	6.63	6.715	6.76

La máquina funcionando como generador necesita más VAR que como motor debido al aumento del flujo del entrehierro. Para la máquina considerada, la VAR requerida es 0.623 p.u. como generador contra 0.56 p.u. como motor. Conectando un capacitor de 75kVAR (0.34 p.u.), el factor de potencia en la red se eleva de 0.81 a 0.95 y la VAR demandada disminuye de 0.69 a 0.32 p.u.

Una capacidad de 35% (en VAR) de la potencia nominal de la máquina es recomendable para el rango de potencias considerado.

2) Efectos de la variación de la potencia de entrada al generador.

En aplicaciones de micro-turbinas la potencia de entrada es bastante constante (en comparación con las aplicaciones de eólica, por ej.). La eficiencia del sistema es poco dependiente de la potencia de entrada variando esta en un amplio rango respecto de su valor nominal.

3) Efectos de variar la capacidad en bornes del generador.

El efecto que produce incluir capacitores en bornes del generador es disminuir la corriente por la línea suministrando parte de la reactiva del generador en forma local. Variando la capacidad del banco de condensadores se variará la tensión de la línea en el punto de conexión estando determinado el porcentaje de variación por los parámetros reales de la línea de transmisión. Salvo por el efecto que puedan tener estos cambios de tensión el desempeño interno del generador no se verá afectado por variar la capacidad en bornes.

4) Criterios para la selección del motor para operar como generador.

Es deseable elegir un motor de inducción estándar para operar como generador. Hay diferentes tipos de diseños de motores disponibles . Estos están clasificados en los diseños: NEMA[1] A, B, C y D, dependiendo de las características de arranque y de funcionamiento en régimen permanente. Un buen criterio para la selección será minimizar los VAR requeridos y aumentar la potencia de salida y la eficiencia a la corriente nominal.

[1] NEMA, National Electrical Manufacturers Association.

Entonces las características del motor en estado estacionario tienen más importancia que las características de arranque. Del análisis de los diferentes diseños surge que el más adecuado es el NEMA A, si bien en alguno casos el NEMA B también resulta adecuado.

5) Posibilidad de autoexcitación.

La inclusión de capacitores en bornes de la máquina para compensar la reactiva tiene el atractivo de aumentar la eficiencia del sistema pero hay que estar prevenidos contra la posibilidad de autoexcitación en caso de desconexión del sistema local de la red.

Normalmente la planta cogeneradora (PC) estará en un lugar remoto conectado al sistema eléctrico nacional por una línea larga a la cual además de la (PC) a esta línea se conectan otros suscriptores. Frente a una falla en determinado punto de la línea las protecciones de la misma separaran a la PC junto con algunos de los suscriptores de la red eléctrica nacional, cuando tal cosa suceda si la carga que representan los suscriptores para la PC es menor que la potencia que se estaba generando la máquina se embalará y con los condensadores conectados en sus bornes hay posibilidad de autoexcitación. En ese caso además de subir la frecuencia puede generarse una tensión excesivamente alta perjudicando tanto al generador como a las cargas de los suscriptores.

Antes se mencionó que en general la pérdida de carga producía embalamiento de la turbina y que este era un punto delicado en cuanto a la capacidad de sobrevelocidad de la máquina que se utilice como generador. Con esto en mente habrá que diseñar las protecciones como para que la velocidad no supere ese límite y además calcular cuál es la máxima tensión que se puede dar por autoexcitación y poner condensadores menores

para limitarla o poner algún otro tipo de protección.

6) Referencias bibliográficas.

1. S.S Murthy, C.S. Jha, and P.Ss Nagendra Rao, "Analysis of Grid Connected Induction Generators Driven By Hydro/Wind Turbines Under Realistic System Constraints", *IEEE Trans. Energy Conversion*, Vol 5, Num 1, March 1990, pp 1-7.

IV.4.2 El generador de inducción en la generación autónoma.

Este apéndice tiene el propósito de dar ideas introductorias sobre el desempeño del generador de inducción como generador en estaciones autónomas.

Los generadores de inducción tienen varias ventajas comparativas con respecto a los alternadores tradicionales cuando se trata de estaciones de cogeneración en lugares remotos como se destacó en el apéndice sobre cogeneración. En estaciones de generación autónoma, la regulación de los valores de tensión y frecuencia en forma local introduce gran complejidad. En cuanto a la regulación de frecuencia como se mencionó entre los aspectos generales para la selección de máquinas se puede optar por regular el caudal de agua o por regular una carga auxiliar de forma de mantener la potencia consumida a la turbina constante y así mantener su velocidad.

Para los generadores sincrónicos (alternadores) la regulación de tensión es muy sencilla pues basta con cambiar la corriente por el bobinado del campo. Regular la tensión en los generadores de inducción no es tan fácil y es por esta razón que son poco utilizados para estaciones autónomas. Como las máquinas de inducción son notablemente más baratas, más robustas y de menor mantenimiento que las máquinas sincrónicas, se han desarrollado métodos para controlar la tensión del generador de inducción. El principio sobre el que se basan estás técnicas de control es lo que se expone en este apéndice.

El mismo conjunto turbina-generador usado para cogeneración puede usarse para generación en forma autónoma si se conecta un regulador de impedancia en bornes del generador.

El esquema básico de la estación autónoma es el mostrado en la Figura IV.4.1.

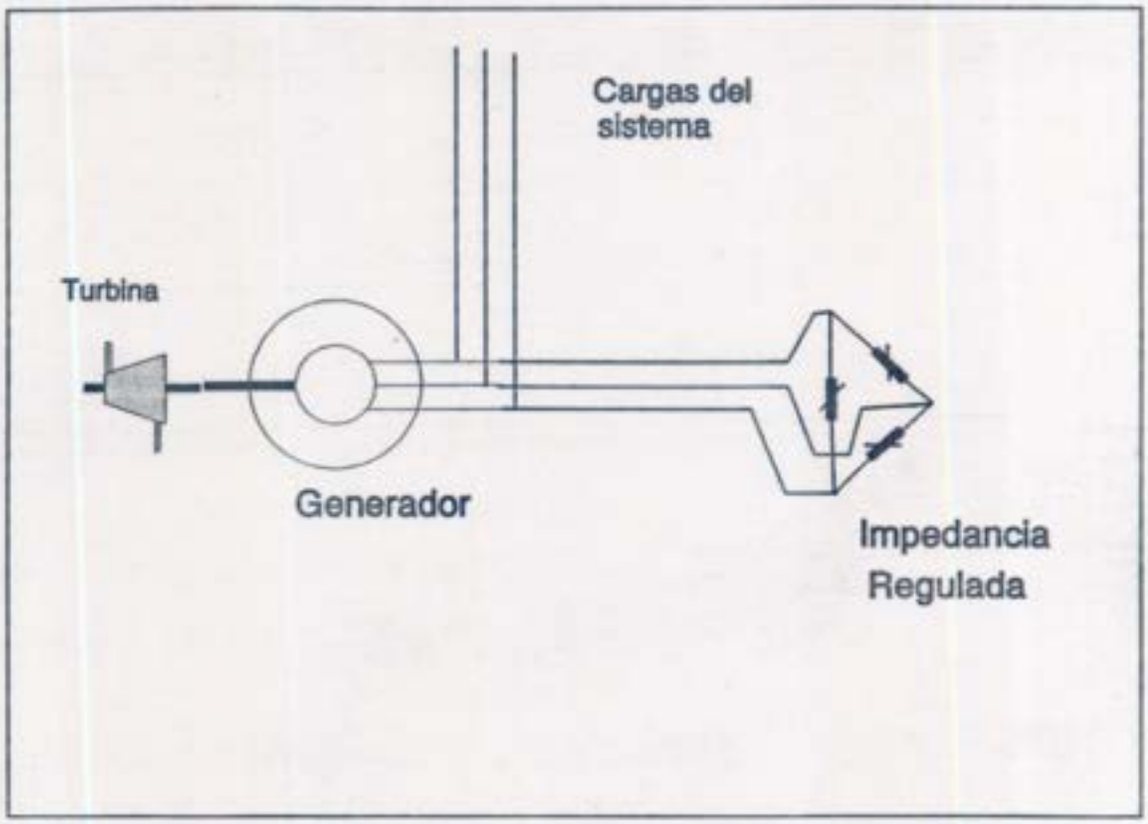


Figura IV.4.1, Eustachian para generación autónoma.

El control se realizará variando el valor de la Impedancia Regulada (IR) de forma de lograr el objetivo del control. Está IR debe suministrar la potencia reactiva que consumen tanto el generador como las cargas del sistema.

El principio del controlador de velocidad es lograr que la IR consuma la diferencia entre la potencia activa generada y la potencia activa absorbida por la carga. Por lo tanto, este tipo de regulación es aplicable en emplazamientos hidráulicos pequeños, en los cuales, el agua no es un recurso escaso ya que para tener margen de regulación es necesario generar en forma constante la potencia máxima de la carga, disipando el exceso en la carga de regulación.

Como carga de regulación es posible utilizar cargas de baja prioridad pero útiles aumentando así la eficiencia del sistema en su conjunto. Ejemplo de cargas que se utilizan para tal propósito son: calentadores del agua, molinos de granos, bombas de agua y batidoras.

Dentro de las consideraciones anteriores, es posible hacer una planta generadora simple y robusta con regulación electrónica de la carga, para el control de la tensión y la frecuencia.

Para lograr controlar la tensión generada, tiene que ser posible variar la potencia reactiva que absorbe la IR.

El generador de inducción es una fuente de potencia activa y consumidor de reactiva en el sistema eléctrico de la Figura IV.4.1.

La mayoría de las cargas del sistema, son consumidores tanto de activa como de reactiva.

Desde el punto de vista de un balance energético en el sistema. la IR debe absorber la diferencia entre la potencia activa generada por el generador de inducción y la potencia activa consumida por las cargas del sistema y a su vez debe suministrar al sistema la suma de la potencia reactiva consumida por las cargas del sistema y el generador.

Para la implementación de la IR hay varias alternativas, por ejemplo en [1] se propone la alternativa de la Figura IV.4.2, y se analiza el rango de regulación que se logra con dicho esquema tanto de la potencia reactiva como de la activa.

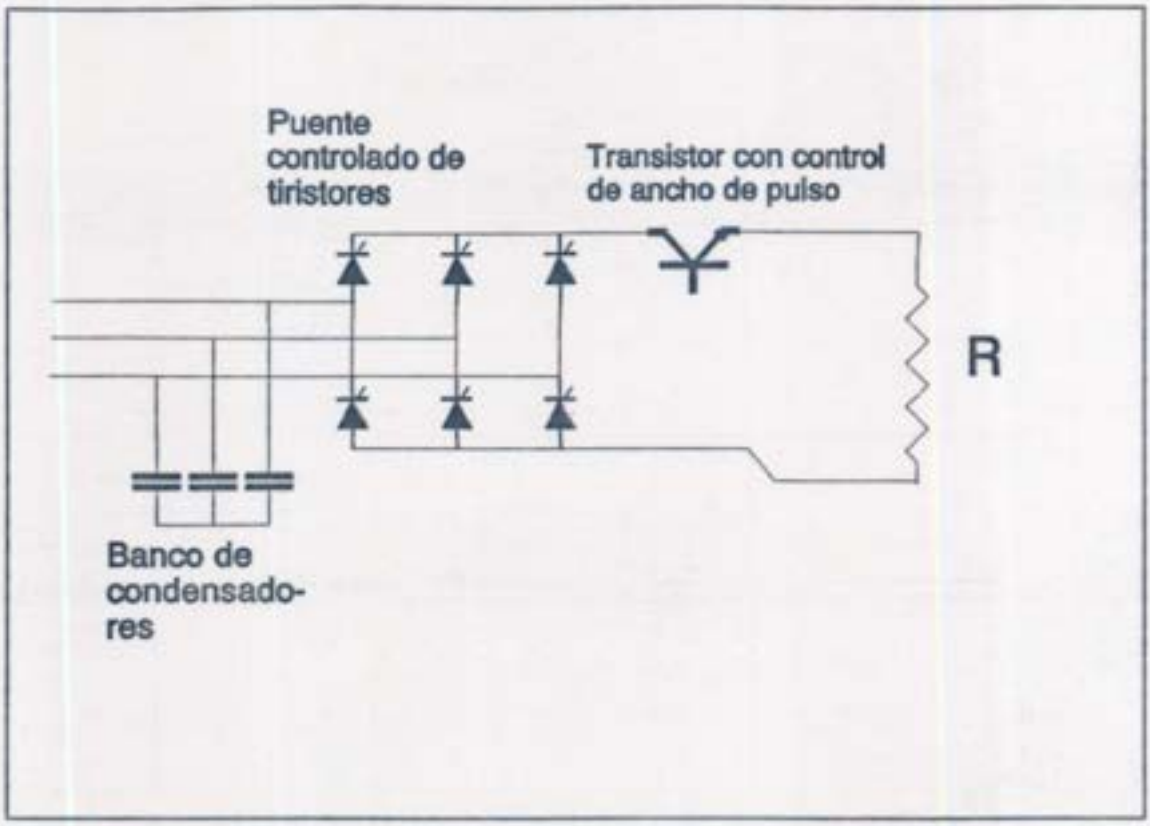


Figura IV.4.2, Ejemplo de impedancia regulada transitorizada.

Un esquema más sencillo, pero con menos posibilidades es el de la Figura IV.4.3, en el cual se regula la potencia activa cambiando el ángulo de disparo de los tiristores y la reactiva se puede cambiar a agregando o sacando condensadores del banco por medio de contactores logrando así una regulación de tensión discreta.

En caso de querer tener una regulación excelente tanto de frecuencia como de tensión, está la posibilidad de utilizar un puente inversor con un condensador de tensión contínua en lugar del banco de condensadores trifásicos de alterna. Esta alternativa esta siendo atractiva a nivel industrial como manera de compensar reactiva en forma contínua, es de esperar que en el mediano plazo estén disponible a un costo competitivo este tipo de dispositivo.

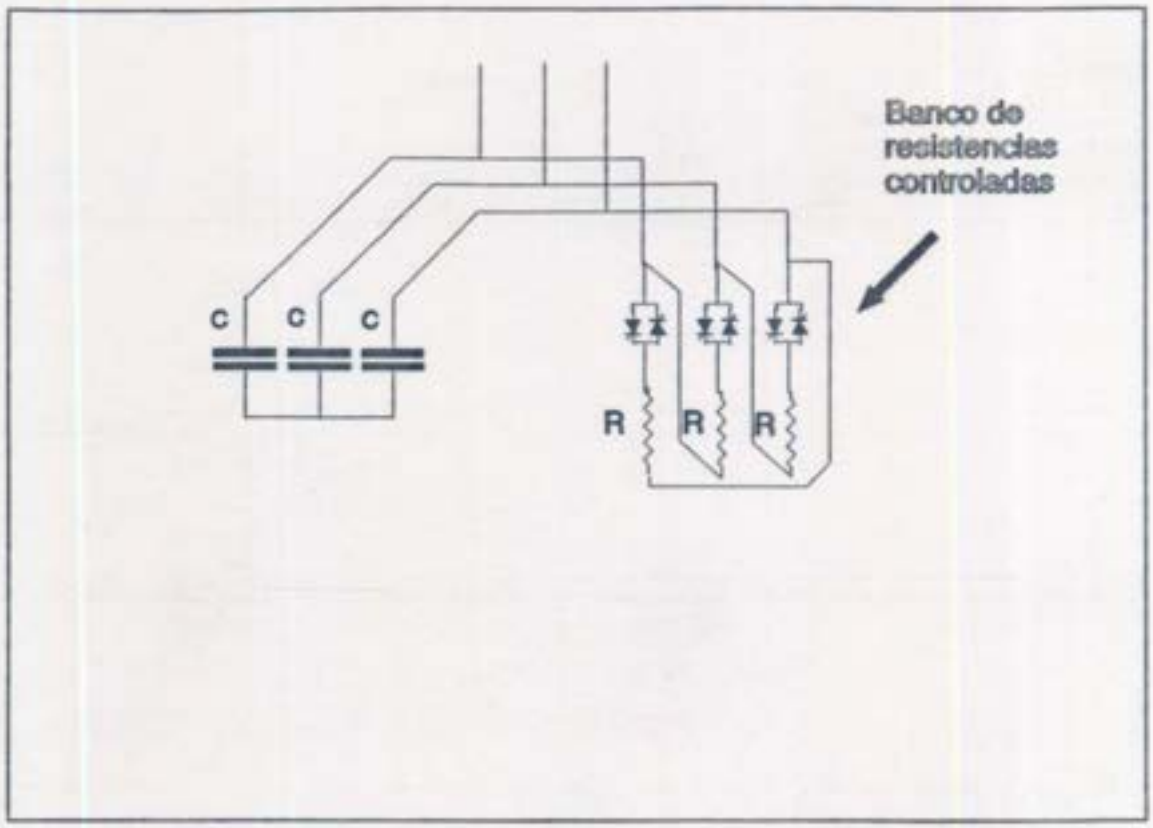


Figura IV.4.3, Ejemplo de impedancia regulada transitorizada.

1) Referencias bibliográficas.

1. R.Bornet, G.Hoops, "Stand Alone Induction Generator With Terminal Impedance Controller and No Turbine Controls", *IEEE Trans. Energy Conversion*, Vol 5, Num 1, March 1990, pp 28-31.

IV.4.3 Protecciones eléctricas.

Consideraciones básicas sobre la protección de generadores de potencia menor o igual a 5 MVA, conectados a la red de distribución eléctrica.

1) Introducción.

Se consideran equipos de generación de pequeña potencia, en el rango de 5 a 5000 kVA, conectados directamente a líneas de distribución de la empresa eléctrica regional o nacional.

Generalmente las fuentes energéticas que alimentan a estos equipos, son renovables, como el agua, el viento, el sol y el calor generado por biomasa.

Los generadores son del tipo sincrónico, de inducción o fuentes de continua conectadas al sistema de alterna por inversores.

Estos sistemas que persiguen un beneficio económico y ambiental, implican la definición de temas económicos, técnicos, legales y de seguridad, entre el propietario de los equipos de generación, la empresa eléctrica y otros clientes de la empresa eléctrica.

Se detallan los sistemas de protección de la red de distribución, de la
interfase y del equipo de generación que son necesarios específicamente por el hecho de la interconexión en paralelo y no los equipamientos de protección que en forma estándar se emplean en cada uno de los elementos citados.

Se indican los diferentes tipos de sistemas de conversión de

energía, las limitaciones que pueden provenir de las características de la red de distribución de interconexión, las medidas que deben efectuarse para detectar y aislar las anomalías en el sistema eléctrico, como también la detección de condiciones anormales de funcionamiento que no constituyen fallas eléctricas así como la modalidad que conviene utilizar con relación a la reconexión automática.

Se hacen algunas observaciones respecto de las características de los equipos de maniobra y del restablecimiento de servicios.

2) Sistemas de conversión de energía.

Se pueden conectar tres tipos diferentes de generadores de potencia eléctrica : máquinas eléctricas rotativas, movidas por un elemento motor, conjuntos de elementos fotovoltaicos y células de combustible.

Las máquinas rotativas pueden ser movidas por hidroturbinas, eolomolinos, equipos de combustión interna o turbinas de vapor.

La potencia de corriente continua proveniente de los elementos fotovoltaicos o baterías, pueden ser convertidas a magnitudes de alterna por convertidores de estado sólido u otros dispositivos.

3) Tipos de circuitos de distribución.

Para la localización y tamaño del sistema de generación debe tenerse presente las condicionantes del sistema de distribución que se dispone para la interconexión, implicando en algunos aspectos, condiciones al diseño, por ejemplo la

necesidad de mantener una configuración de aterramiento dada, del empleo de equipamiento estándar de transformación, etc.

La responsabilidad de la operación de los circuitos de distribución es de la empresa eléctrica regional o nacional, incluyendo los que tienen generación de particulares en paralelo.

La empresa eléctrica debe considerar los aspectos relativos a la calidad del servicio de todos sus clientes, aparte de las consideraciones particulares relativas a los que generan en paralelo. Debe revisar su práctica de reconexión automática, equipamiento de seccionamiento para garantizar la seguridad del personal de mantenimiento y operación, fuentes alternativas de alimentación, control de frecuencia y tensión, etc.

4) Detección de fallas eléctricas y medidas para su aislación.

Los alimentadores de distribución son generalmente radiales de la subestación de la empresa eléctrica. La corriente de defecto ante fallas del tipo de cortocircuitos y de carga, es alimentada desde dicha subestación. La magnitud de las corrientes de cortocircuito es determinada por la impedancia de la fuente, de transformadores y de las líneas. Ante defectos a tierra interviene el tipo de aterramiento del sistema.

La fuente adicional de aporte a las corrientes de cortocircuito, debida a los generadores en paralelo, afecta la coordinación de los relés de protección, las capacidades de los equipamientos, la seguridad del personal de la empresa eléctrica y las personas en general.

Generalmente los dispositivos de protección existentes en la

red de distribución aseguran la rápida aislación de las corrientes de cortocircuito aportadas desde el sistema de la empresa. Si la potencia de cortocircuito aportada por los generadores en paralelo es importante, en términos relativos al sistema eléctrico que se está considerando, es necesaria la provisión de relés que usualmente son de sobrecorriente de fase, instantáneos y temporizados, para asegurar la pronta aislación de las corrientes de defecto alimentadas desde dichos generadores.

En caso contrario dispositivos del tipo de sobre o subfrecuencia, sobre o subvoltaje, ubicados en la interconexión con el generador, son suficientes para detectar que la protección del alimentador ha operado y aislado el correspondiente aporte desde la empresa eléctrica y en consecuencia aislar el generador del sistema eléctrico.

El equipo de generación deberá contar con los dispositivos usuales de protección para detectar y operar ante las anomalías que se produzcan en el mismo.

5) Detección de condiciones anormales de funcionamiento.

Existe un conjunto de situaciones anormales que difieren de los defectos del tipo cortocircuito, que deben detectarse para minimizar apagones, daños de equipos, posibilidad de lesiones personales, etc. Por ejemplo sobre o subtensiones, pérdidas de estabilidad, sobre o subfrecuencia, energización de circuitos sin tensión desde el generador particular, reconexión automática fuera de las condiciones de sincronismo, funcionamiento del generador en isla, alimentando un grupo de cargas en forma autónoma, aislados en algún punto de la red de distribución. En este caso, por lo general debido al tipo de control de velocidad y de voltaje del generador, (potencia constante y escaso rango de regulación de la tensión) se

producen frecuencias y tensiones anormales.

6) Esquemas de protección utilizados.

Se detalla a continuación una lista de elementos de protección, destinados a detectar cortocircuitos y funcionamientos anormales detallados anteriormente. El esquema de protección empleado puede contar con la totalidad de los elementos citados o un subconjunto, dependiendo de los casos particulares que se consideran y el grado de confiabilidad que se desea para el sistema de protección.

a. Subvoltaje (27). Actuación instantánea o temporizada. Se puede presentar una subtensión cuando ante una apertura en la red de distribución, queda un sistema con una carga superior a la generación, ya sea en una condición admisible de sobrecarga o en una condición de exceso inadmisible de carga.

b. Sobretensión (59). Actuación instantánea o temporizada. Ante una apertura del paralelo en algún punto de la red de distribución, puede que el control de la excitación del generador, no sea capaz de evitar que la tensión supere un límite inadmisible.

c. Sub/sobrefrecuencia (81/U, 81/O). Actuación instantánea o temporizada. Cuando el generador funciona en condición de isla, el regulador de velocidad puede no ser capaz de mantener la frecuencia dentro de valores admisibles. El relé de sub/sobrefrecuencia es un medio adicional para desconectar el generador ante esa eventualidad, evitando que los demás usuarios se vean perjudicados con esa perturbación.

d. Relé de sobrecorriente controlado por tensión. (51V). Relé temporizado, que básicamente es un relé de sobrecorriente coordinable con los relés de ese tipo que se encuentran en la red de distribución.

El control de tensión facilita el ajuste del mismo, pues resuelve la dificultad, que proviene del decaimiento de la corriente de aporte a un cortocircuito, de una máquina sincrónica.

e. Verificador de sincronismo (25). Relé empleado en generadores sincrónicos, evita la conexión del mismo, cuando no están dadas las condiciones de sincronismo al intentar el paralelo. Verifica si las magnitudes y fases de las tensiones del sistema y el generador están dentro de un rango predefinido.

f. Verificación de tensión (27). Este equipo se emplea para prevenir la conexión de un generador sobre una red desenergizada.

g. Potencia Inversa (32). Un relé monofásico evita el funcionamiento como motor de la unidad generadora.

En la figura adjunta, se indica la ubicación eléctrica de los citados relés, en el circuito de interconecxión del generador a la red.

7) Esquema de reconexión automática.

Los relés citados en el punto anterior, generalmente operan con cierto grado de temporización, a los efectos de evitar desconexiones innecesarias ante fenómenos transitorios sin mayores consecuencias, por ejemplo cambios bruscos de carga.

En la red radial que interconecta la fuente de generación, debe evitarse la reconexión automática rápida, tiempos muertos del orden del segundo o menores, ya que difícilmente se pueda asegurar que el generador se haya aislado previamente a la reconexión, con el consecuente perjuicio para la máquina

motriz.

Evidentemente esto podría evitarse si se implementa la reconexión con verificación de sincronismo, pero no es usual en los reconectadores utilizados en la distribución. Una posible alternativa es la utilización de un relé de verificación de presencia de tensión del lado del reconectador en que se encuentra la generación en cuestión. Se reconecta en forma rápida, si la tensión del lado de generación está por debajo de un valor preestablecido en el relé de verificación.

Son factibles las reconexiones lentas, con pausas sin tensión del orden de decenas de segundos o de minutos.

Según la configuración del sistema y las cargas del mismo se debe hacer el análisis particular que permitirá definir en que puntos se pueda mantener la reconexión rápida.

8) Sistema de comunicación que respalda las protecciones.

Como respaldo del sistema de protección y para disminuir la probabilidad de operación en isla, se puede implementar un dispositivo de teleprotección tal que : al abrir un interruptor de la línea de interconexión de la red de distribución, ya sea por actuación de un relé o por una maniobra indeseada, se interdispare el interruptor de la máquina generadora. Dispositivo que en general solamente se implementa, ante la apertura del interruptor del extremo de la interconexión, en la subestación principal de distribución.

El interdisparo supone la existencia de un canal de comunicación entre la subestación de la empresa de distribución
y la unidad de generación, que permita la trasmisión de señales de teleprotección.

9) Equipamiento de maniobra.

La conexión de generación en paralelo, impone exigencias adicionales a los equipos de maniobra, como por ejemplo capacidad de sincronización, operación en condiciones de oposición de fase, etc.

La sincronización está bajo la responsabilidad del encargado de la generación. En caso de generación sincrónica, el interruptor de sincronización debe tener un tiempo de cierre corto y estable, además de soportar entre sus contactos, la exigencia dieléctrica impuesta por la suma fasorial de las tensiones entre extremos.

La tensión de restablecimiento se ve incrementada en los equipos que pueden abrir el paralelo y debe ser tenida en cuenta en la especificación de los mismos.

10) Restablecimiento del servicio.

El restablecimiento del paralelo luego de una interrupción, varía según el punto en que esta haya ocurrido.

Preferentemente se busca que la puesta en paralelo se realice en la unidad de generación, por estar disponibles el control de velocidad y de tensión. No es aconsejable que el equipo de generación energice la red de distribución.

Se emplea la codificación para dispositivos de protección según norma IEEE. Cuando en el digrama hay un 3x del lado exterior del símbolo del dispositivo, significa que en el lugar hay tres dispositivos de igual tipo.

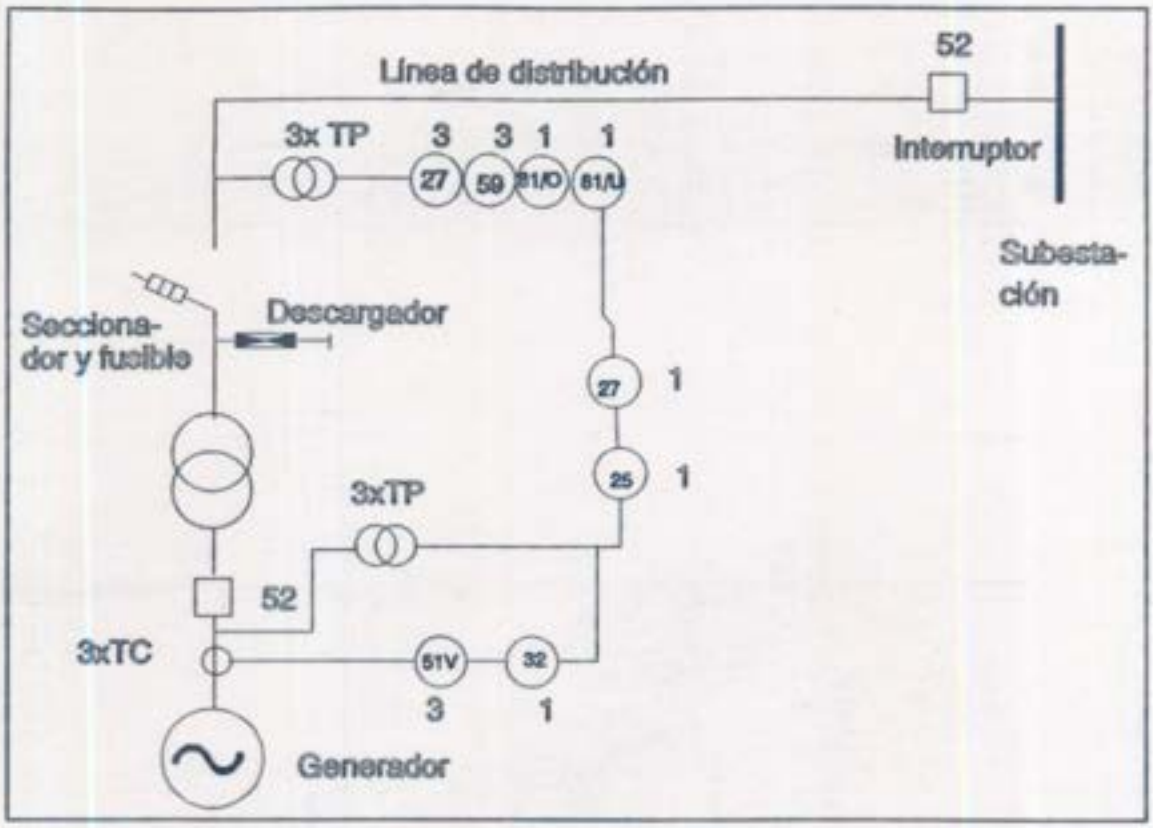


Figura IV.4.4.

11) Referencias bibliográficas.

1. IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 5, No. 2, April 1990. Intertie Protection of Consumer-Owned Sources of Generation, 3 MVA or Less. Summary Report of an IEEE Working Group Report.

2. Intertie Protection of Consumer-Owned Sources of Generation, 3 MVA or Less.
IEEE Special Publication 88TH0224-6-PWR.

3. IEEE Guide for Interfacing Dispersed Storage and Generation Facilities with Electric Utility Systems. ANSI/IEEE Std. 1001-1988.

4. IEEE Computer Applications in Power, Vol. 3, No. 4, October 1990. A Multifunction Protective Relay for the Cogeneration Industry. James H. Harlow.

5. IEEE Trans. Energy Conversion, VOL. 7, No. 1, March 1992. Technical Requirements to Connect Parallel Generators to the Ontario Hydro Distribution Electricity System. D. Kundu.

IV.4.4 Resumen de costos de algunos de los componentes del sistema eléctrico.

1) Introducción.

En este capítulo se resumen los costos de algunos de los componentes que intervienen en el sistema eléctrico de plantas de generación basadas en microturbinas. Los precios están en dolares americanos para setiembre de 1992 y no incluyen IVA.

Los costos no incluyen mano de obra adicional para instalación o diseño salvo que se indique expresamente lo contrario.

2) Carga "Fantasma".

Cargas resistivas: 16 U$/kW.
Tiristor 220V/10A: 3 U$/unidad.

La corriente eficaz que puede manejar una llave de alterna armada con dos de estos tiristores en antiparalelo es 22A.

El banco de resistencias manejable con llaves de 22A es:

Banco	kW
monofásico	4.80
trifásico	8.00

Guía para el diseño: Para el diseño de la carga fantasma para bancos trifásicos se sugiere tener en cuenta la

posibilidad de manejar varios bancos en paralelo en lugar de uno solo que sea capaz de absorber toda la potencia por dos razones.

La primera es la potencia reactiva que absorbe un banco de resistencias tiristorizadas que es mayor cuando el ángulo de disparo de los tiristores está en un valor intermedio, con varios bancos es posible operar uno solo con ángulo de disparo en la zona intermedia mientras que los demás se trabajan en modo "todo" o "nada".

La segunda razón es que el sistema logrado es más robusto frente a la falla de un banco ya sea por apertura de las resistencias o por apertura o cortocircuito de los tiristores ya que la alteración creada es siempre una fracción del total de potencia del banco fantasma y puede enmascarase manejando adecuadamente los otros bancos.

3) Condensadores de alterna.

El costo de 10kVAR en 440V es U$ 190. El costo de la mitad de capacidad en 220V es casi el mismo, por lo que hemos considerado U$ 19 el costo del kVAR. Por supuesto que los bancos de condensadores se venden en módulos, por lo que los valores estimativos de costos que daremos, pueden resultar mayores debido a tener que formar el banco con los módulos existentes.

4) Generador Eléctrico.

a. Alternadores trifásicos.

kVA (Kilowatt)	kW	U$
7.5	6	1440
12.5	10	1888
20	16	2586
30	24	3315
(Ingeniería y Equipos)		
27.5	22	1816
40	32	2254
70	56	2657
140	112	3949
250	200	6381
380	304	8463
505	404	9535
630	504	12732
850	680	17490
1100	880	20626
1250	1000	23612
2000	1600	36625

b. Máquinas de inducción.

El banco de condensadores se calculó como para poder autoexcitar la máquina y además, poder alimentar una carga con factor de potencia 0.8.

Para el caso de las máquinas monofásicas, se supuso un factor de potencia de 0.7 de la máquina y una carga con factor de potencia 0.9.

Para las máquinas trifásicas se supuso factor de potencia 0.8 para la máquina y 0.8 para la carga.

El banco de condensadores así calculado es el necesario en plantas autónomas que utilicen como generador eléctrico un motor de inducción. Junto la costo del motor se incluye el costo del banco de condensadores correspondiente para permitir la comparación con la alternativa de utilizar un alternador como generador.

(Datos suministrados por URUMESA)

Monofásicos. (1500 rpm)

Cond. kW	U$	kVAR	U$
0.242	88	0.273	5.2
0.368	100	0.416	7.9
0.552	110	0.623	12
0.736	125	0.832	16
1.104	152	1.250	24
1.472	178	1.660	32
2.208	389	2.480	47

Trifásicos. (Datos suministrados por URUMESA)

(Blindados)

			rpm.			
		Cond.	3000	1500	1000	700
kW	kVAR	U$	U$	U$	U$	U$
.37	.55	10	84	90	103	134
.55	.83	16	88	101	110	144
.74	1.1	21	104	105	130	186
1.1	1.7	31	111	120	142	192
1.5	2.2	42	127	140	167	267
2.2	3.3	63	145	175	230	-
2.9	4.4	84	194	204	-	-
4.1	6.1	115	225	257	-	-
5.5	8.3	157	300	335	-	-
7.4	11	210	341	387	-	-
11	17	315	495			
15	22	420	508			
18	28	524	596			
22	33	629	749			
29	44	839	1021			
37	55	1050	1112			
20/220			600	777	1033	-
20/380			-	633	837	-
50/220			1300	1333	2500	-
50/380			-	1421	2493	-
100			-	3333	5000	-

c. Cargadores de batería.

(Datos suministrados por MOTRIX SA.)

Alternadores para autos. (Toshiba e Hitachi)

Hay de 35, 45 y 50A y el costo aproximado es: U$ 39 + IVA.

Esto mostraría atractiva la opción de utilizar un alternador de auto para potencias menores o iguales que 500W.

5) Líneas de transmisión.

(Datos suministrados por U.T.E.)

Los costos de las líneas incluyen mano de obra y materiales.

Líneas:

Número de fases.	tensión. kV	sección. mm2	material.	costo. U$/km.
3	15	35	AL	9500
3	15	70	AL	10750
2	15	35	AL	9080
2	15	70	AL	9913
3	220	35	AL	9060
3	220	70	AL	9900
3'N	380	35	AL	9960
3'N	380	70	AL	10890

Impedancias de líneas trifásicas.

tipo	impedancia en ohm/km	|z|
MT35	0.99 + j 0.4	1.07
MT70	0.5 + j 0.4	0.64
BT35	0.99 + j 0.33	1.04
BT70	0.5 + j 0.33	0.6

6) Estaciones transformadoras.

(Datos suministrados por U.T.E)

El costo incluye mano de obra y materiales.

Subestaciones 15/0.23 o 15/0.38.

VA	U$
10	3500
25	4100
50	4850
100	8100

7) Transformadores.

(Datos suministrados por MAK SA.)

Transformadores 220V/15kV.

Potencia kVA	Costo U$
50	2600
100	3800

(Datos suministrados por Saeta SA.)

Transformadores 220V/24V

Potencia kVA	Costo U$
0.5	73.3
2	203
5	413

8) Costo de conductores y cables.

(Datos suministrados por FIVISA.)

	Alámbre forrado. Línea aérea exte- rior.	Alámbre forrado. Inte- rior.	Cable forrado.	Cable bajo plásti- co.	Cable bajo plásti- co.
Sección [mm2]	1xS [U$/km]	1xS [U$/km]	1xS [U$/km]	2xS [U$/km]	3xS [U$/km]
4	296	192	222	501	833
6	--	275	315	804	1130
10	674	--	501	1340	2000
16	1070	--	799	--	3070

Para transmitir en baja tensión (220V), aceptando una caída de tensión máxima de 10% y densidad de corriente máxima de 5A/mm2, la sección del conductor queda determinada por la caída de tensión cuando la distancia es mayor que 200m.

La potencia máxima transmisible por un cable a 1km es:
P[kW] = 0.186 * S[mm2].

El siguiente cuadro resume las potencias transmisibles con cada uno de los conductores anteriores a una distancia de 1km con 10% de caída desde una tensión de generación de 242V.

Sección [mm2]	Línea monofá-sica. [kW*km]	Línea trifási-ca. [kW*km]
4	0.428	0.744
6	0.647	1.12
10	1.07	1.86
16	1.72	2.98

Sugerencia sobre elección del conductor según la potencia a transmitir y la distancia a cubrir.

kW	0.5 km MF	0.5 km 3F	1 km MF	1 km 3F [mm2]
0.5	4	4	6	4
1	6	4	10	6
2	10	6	--	16
5	--	16	--	--
10	--	--	--	--

Control electrónico.

Un módulo de control programable cuesta	U$ 600.
Gabinete estanco y ferretería	U$ 200.
TOTAL	U$ 800.

Con un módulo de estos es posible realizar controles bastantes complejos. El diseño y programación del algoritmo de control no está incluido en el costo. El costo está basado en el modelo CPI/31 de Controles SA.

ELECTRICAL

Available with Series 6 (SX460) Series 4 (SX440) or Series 3 (MX341 permanent magnet pilot exciter) systems.

Conforms to all leading industrial and marine standards.
Reliability, stability and rapid response.
Voltage flexibility — 12 wire reconnectable stator standard.
Voltage transient protection for AVR and rotating diodes.
Broad voltage range of up to 20%.
Easy paralleling with mains or other generators.
Protection against low speed running.

MX341 SPECIAL FEATURES (Series 3)

Frequency starting of induction motors up to 1 kW (motor) per 1 kW (generator).
Sustained short circuit.
Constant excitation power under all conditions.
Windings protected against over-excitation caused by internal or external faults.
Simple modular fitting of 3 phase sensed and power factor control options.

MECHANICAL

Large accessible terminal box.
Layer-wound mechanically wedged rotor.
Easy access to terminals, rotating diodes and coupling bolts.
Dynamically balanced rotor.
Sealed-for-life ball bearings.
Single or 2 bearing construction.
Wide range of flange adaptors and single bearing disc couplings.
Metric dimensions and threads used throughout.

SPECIFICATION

EXCITATION SYSTEM

SX460 (Series 6)
The main stator provides power via the automatic voltage regulator (AVR) to the exciter field. Residual magnetism provides an initial small output voltage, and a circuit within the AVR ensures full voltage build-up from this.
The exciter output is fed to the main rotor windings through a 3 phase, full wave bridge rectifier. This 6 diode bridge is protected by a surge suppressor against voltage transients and surges caused, for example, by short-circuit.
For AVR details see leaflet AVR 1.

SX440 (Series 4) (Standard)
The general principles are the same as for the SX460, but the AVR has added features allowing for parallel operation and a wide range of accessories, as well as closer voltage regulation, and optional 3 phase sensing. For AVR details see leaflet AVR1.

MX341 (Series 3) (Standard on Marine machines)
This is a more sophisticated system and is optional on industrial generators.
A permanent magnet pilot exciter provides power via the AVR to the main exciter. This gives a source of constant excitation power, independent of generator output. The main exciter output is then fed to the main rotor in the same manner as for the SX440 system, through a 6 diode bridge protected with a surge suppressor. The AVR has in-built protection against sustained overexcitation, caused by internal or external faults. This de-excites the machine after a minimum of 5 seconds. Now with Engine Relief Load Acceptance feature enabling full load to be applied to the genset in a single step.
For full AVR details see leaflet AVR 1.

THREE PHASE SENSING

MX341 and SX440 may be specified or converted to three phase sensing by the addition of a 3 phase sensing unit (this unit is the same for both AVR's).
For applications such as greatly unbalanced or highly non linear loads three phase sensing centres any voltage imbalance, caused by load imbalance, around the nominal voltage and helps to ensure trouble-free operation under the most demanding loads.

VOLTAGE REGULATION

SX460 +/– 1.5%.
SX440 +/– 1%.
MX341 +/– 1%.
All regulation figures are based on variations from no load to full load, cold to hot, for any power factor between 0.8 lagging to unity.
Voltage is adjusted using a trimmer on the AVR. A separate trimmer for switchboard mounting is available as an option.

WAVEFORM DISTORTION

Total harmonic distortion (THD) of the open circuit voltage waveform is in the order of **1.5%** Under 3 phase balanced load conditions the THD is in the order of **3.5%**. A ⅔ pitch output winding is standard and eliminates triplen (3rd, 9th, 15th .....) harmonics on the voltage waveform. This winding pitch is also found to be the optimum design for trouble-free supply of non-linear loads.

TELEPHONE INTERFERENCE

THF (as defined by BS4999 Part 40) is better than 2%.
TIF (as defined by ASA C50.12) is better than 50.

SHORT CIRCUIT CURRENT

The Series 4 and 6 systems will not sustain a short circuit current. The Series 3 system, however, will sustain a short circuit of around 275% /50Hz), 325% (60Hz) rated current to operate protective devices.

ACCESSORIES

A range of extras from heaters to automatic dual AVR systems is available. See leaflet EEA1 for details.

ENCLOSURES

IP22 (NEMA 1) is standard for all industrial generators. Marine units are drip-proof to 60° from the vertical as standard (IP23). This degree of protection is available as an option on industrial generators, but requires a 5% derate from maximum ratings.
Inlet air filters are available as an option on all generators. When fitted to industrial generators a 5% derate from maximum ratings is necessary.

INSULATION/IMPREGNATION

The insulation system is Class **H**
Main Stator and Exciter Stator. The wound components are dipped in a moisture, oil and acid-resistant varnish, and is finally coated with a thick layer of anti-tracking varnish.
Main Rotor. A vacuum pressure impregnation (V.P.I.) process is used employing a polyester resin.
Exciter Rotor (Armature). A V.P.I. process is used employing a polyester resin.
Severe Environments. Where salt or sand contamination is expected, all stator windings may be given a heavy final epoxy coat at a small extra cost.

PARALLEL OPERATION

All generators are well-suited for parallel operation with the mains utility or with other generators. The standard ⅔ pitch winding design protects against excessive neutral currents sometimes observed with other designs when paralleled with the mains. A fully interconnected damper (amortisseur) winding reduces oscillations around the synchronisation point during paralleling.
Droop resistor is mounted on the AVR board for ease of adjustment and reliability.
The SX460 AVR does not allow for parallel operation. Generators may easily be upgraded to SX440 if parallel operation is required.

RADIO INTERFERENCE

The absence of brushgear and isolation of the AVR ensures that interference with radio transmission is kept to a minimum.
For full details see data sheet 6906.

TERMINAL BOX

A large sheet steel terminal (conduit) box bolted on the machine non-drive end provides ample space for customer's wiring and gland arrangements. Side and top panels are removable for easy access.

MECHANICAL VERSATILITY

Single or two bearing constructions are available. A list of adaptors and single bearing disc couplings is shown on page 4.
All generators are designed for torsional compatibility with known available engines. Responsibility for ensuring this compatibility, however, lies with the set manufacturer. Full torsional data relating to the generator will be supplied on request.

STANDARD

Industrial generators meet the requirements laid down in VDE0530, UTE5100, NEMA MG1-22, CEMA, IEC34 and CSA22.2. Other standards considered on request.
Marine generators can be certified to Lloyds, DNV, Bureau Veritas, ABS or Germanischer-Lloyd. Other certification considered on request. Certifying authority should be specified with order.

RATINGS

INDUSTRIAL

4 POLE

	50Hz								60Hz									
	Class H Rise (125°C)				Class F Rise (100°C)				Class H Rise (125°C)					Class F Rise (100°C)				
Series Star(Wye)	380	400	415	440	380	400	415	440	416	440	600	480	600	416	440	450	480	600
Parallel Star (Wye)	190	200	208	220	190	200	208	220	208	220	230	240	300	208	220	230	240	300
Series Delta	220	230	240	254	220	230	240	254	240	254	346	277	346	240	254	266	277	346
HC2A1																		
kVA	37.5	37.5	37.5	37.5	32.5	35	35	35	43.8	45	47.5	47.5	47.5	40	42.5	45	45	45
kW	30	30	30	30	26	28	28	28	35	36	38	38	38	32	34	36	36	36
Eff%	87.6	88.0	88.3	88.5	88.2	88.4	88.6	88.8	87.9	88.3	88.5	88.8	88.8	88.4	88.8	88.8	89.0	89.0
kW Input	34.2	34.1	34.0	33.9	29.5	31.7	31.6	31.5	39.8	43.0	42.9	42.8	42.8	36.2	38.4	40.5	40.4	40.4
HC2A2																		
kVA	40.0	42.5	43.8	43.8	37.5	40	40	40	50	50	52.5	55	55	45	46.3	47.5	50	50
kW	32	34	35	35	30	32	32	32	40	40	42	44	44	36	37	38	40	40
Eff%	87.2	87.4	87.6	88.0	87.6	87.6	88.0	88.4	88.6	87.8	88.0	88.2	88.2	87.8	88.2	88.5	88.6	88.6
kW Input	36.7	38.9	40.0	39.8	34.2	36.5	36.4	36.2	45.1	45.6	44.7	49.9	49.9	41.0	42.0	42.9	45.1	45.1
HC2B																		
kVA	50	51	52	52	45	46	48	48	57.5	60	62.5	65	65	52.5	55	57.5	60	60
kW	40	40.8	41.6	41.6	36	36.8	38.4	38.4	46	48	50	52	52	42	44	46	48	48
Eff%	87.5	87.9	88.2	88.6	88.0	88.4	88.4	88.2	87.9	88.3	88.5	88.7	88.7	88.4	88.8	88.9	89.1	89.1
kW Input	45.7	46.4	47.2	47.0	40.9	41.6	43.4	43.5	52.3	54.4	56.5	58.6	58.6	47.5	49.5	51.7	53.9	53.9
HC2C																		
kVA	58 •	60	62.5	62.5	53	54	55	55	67.5	70	72.5	75	75	62.5	65	67.5	70	70
kW	46.4	48	50	50	42.4	43.2	44	44	54	56	58	60	60	50	52	54	56	56
Eff%	88.1	88.4	88.6	89.0	88.6	88.9	89.1	89.5	88.3	88.7	89.0	89.2	89.2	88.8	89.1	89.4	89.5	89.5
kW Input	52.3	54.3	56.4	56.2	47.9	48.6	49.4	49.2	61.2	63.1	65.2	67.3	67.3	56.3	58.4	60.4	62.6	62.6
HC2D																		
kVA	70	72	75	75	65	66	67.5	67.5	82.5	86	87.5	90	90	75	78.1	81.3	82.5	82.5
kW	56	57.6	60	60	52	52.8	54	54	66	68	70	72	72	60	62.5	65	66	66
Eff%	89.6	89.8	89.9	90.2	89.4	90.3	90.5	90.8	89.7	90.1	90.3	90.5	90.5	90.2	90.8	90.7	90.7	90.7
kW Input	62.5	64.1	66.7	66.5	58.2	58.5	59.7	59.6	73.6	75.5	77.5	79.6	79.6	66.5	68.9	71.7	72.8	72.8
HC2E																		
kVA	85	85	85	85	75	76	77.5	77.5	93.8	96.3	100	104	100	87.5	90	93.8	95	90
kW	68	68	68	68	60	60.8	62	62	75	77	80	83	80	70	72	75	76	72
Eff%	89.6	90.0	90.2	90.5	90.2	90.2	90.2	90.4	90.1	90.4	90.6	90.7	90.0	90.0	90.4	90.6	90.8	90.8
kW Input	75.9	75.6	75.4	75.1	66.5	67.4	68.7	68.6	83.2	85.2	88.3	91.5	88.9	77.8	79.6	82.8	83.7	79.3

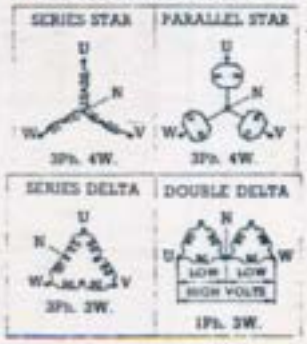
All Industrial ratings are 3 phase based on 40°C ambient temperature and 1000m altitude.

All units are reconnectable with 12 ends brought out to the terminals.

All voltages listed are available from a single broad-range winding except 600V, 60Hz which requires a different winding. Other voltages will be considered on request.

Single phase ratings are available, in Double Delta connection. Voltages are as for Series Delta, but in each case the listed rating should be reduced by 33% (i.e. multiplied by 0.67).

VOLTAGE SELECTION

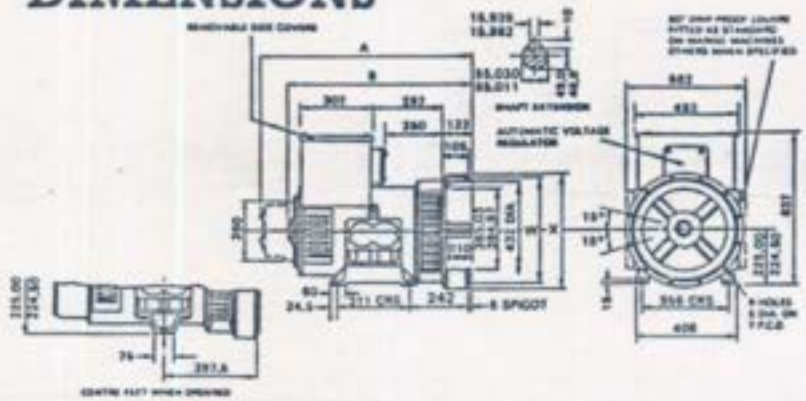


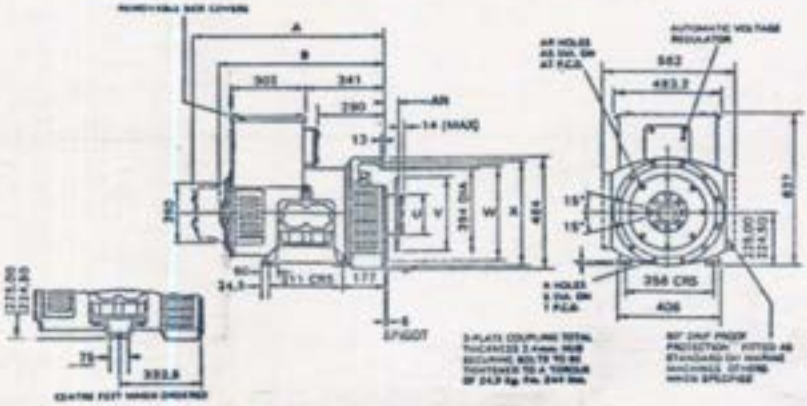
MARINE

4 POLE

	50Hz				60Hz			
	Class F Rise (90°C)				Class F Rise (90°C)			
(Wye)Star	380	400	415	440	416	440	450	480	600
MHC2A2									
kVA	35	35	36	36	39.4	41.9	43.8	45	45
kW	28	28	28.8	28.8	31.5	33.5	35	36	36
Eff%	87.8	88.2	88.4	88.6	88.4	88.6	88.9	89.0	89.0
kW Input	31.9	31.7	32.6	32.4	35.6	37.8	39.4	40.4	40.4
MHC2B									
kVA	40	42.5	44	44	47.5	50	51.3	53.8	53.8
kW	32	34	35.2	35.2	38	40	41	43	43
Eff%	88.5	88.7	88.7	89.0	88.8	89.2	89.3	89.5	89.5
kW Input	36.2	38.3	39.7	39.6	42.8	44.8	45.9	48.0	48.0
MHC2C									
kVA	47.5	47.5	50	50	53.8	56.3	58.8	62.5	62.5
kW	38	38	40	40	43	45	47	50	50
Eff%	89.0	89.4	89.4	89.6	89.5	89.7	89.9	89.9	89.9
kW Input	42.7	42.5	44.7	44.6	48.0	50.2	52.2	55.6	55.6
MHC2D									
kVA	57.5	58.5	60	60	65.6	68.8	71.9	75	75
kW	46	46.8	48	48	52.5	55	57.5	60	60
Eff%	90.2	90.4	90.5	90.7	90.6	90.8	90.9	91.0	91.0
kW Input	51.0	51.8	53.0	52.9	57.9	60.6	63.3	65.9	65.9
MHC2E									
kVA	65	67.5	70	70	75	78.8	81.3	84.4	84.4
kW	52	54	56	56	60	63	65	67.5	67.5
Eff%	90.5	90.7	90.7	90.8	90.8	91.0	91.1	91.2	91.2
kW Input	57.5	59.5	61.7	61.7	66.1	69.2	71.4	73.5	73.5

DIMENSIONS





HC2342 HC2442 2642

FRAME	A	B
HC2A/B/C	890	772
HC2D/E	1012	894

Flange Adaptors

S.A.E. No.	R	S	T	W	X
1	12	12.7	530.2	511.1	553
2	12	11	466.7	447.6	490
3	12	11	428.6	409.5	451
4	12	11	381	361.9	404
†5	8	11	333.3	314.3	356

† 2 bearing only

HC2341 HC2441 2641

FRAME	A	B
HC2A/B/C	808	690
HC2D/E	930	812

Disc Couplings

S.A.E. No.	AN	AR	AS	AT	U	V
10	53.98	8	10.3	295.3	170	314.2
11.5	39.68	8	10.3	333.3	170	352.3
14	25.40	8	13.5	438.2	170	466.6

1. All dimensions in mm.
2. Maximum width can vary depending on S.A.E. adaptor if fitted.
3. Keys and keyways are to BS4235 Part 1.
4. Two bearing machines without adaptor have a spigoted drive endbracket.
5. Fully dimensioned general arrangement drawings are available on request.
6. Certain prime movers or couplings may require other flange adaptors or a variation in adaptor length. These arrangements will be examined on receipt of flywheel, flywheel housing and coupling details.

SHIPPING DETAILS

SINGLE BEARING				TWO BEARING			
Frame Size	Nett Weight kg	Gross Weight kg	Packing Case Size cm	Frame Size	Nett Weight kg	Gross Weight kg	Packing Case Size cm
HC2 1A1	290	320	86 x 64 x 86	HC2 2A1	260	290	86 x 64 x 86
HC2 1A2	290	320		HC2 2A2	260	290	
HC2 1B	310	340		HC2 2B	280	310	
HC2 1C	330	360		HC2 2C	300	330	
HC2 1D	360	390	97 x 64 x 86	HC2 2D	330	360	97 x 64 x 86
HC2 1E	390	420		HC2 2E	360	390	

Shipping details shown are for machines with the series 4 or 6 excitation system. If the series 3 system is supplied add 13kg nett, 18kg gross and 100 mm to case length.

Continuous development of our products entitles us to change specification details without notice. Therefore they must not be regarded as binding. Illustrations and weights are approximate only.

NEWAGE INTERNATIONAL

NEWAGE INTERNATIONAL LIMITED

REGISTERED OFFICE AND ADDRESS: PO BOX 17, BARNACK ROAD, STAMFORD, LINCOLNSHIRE, PE9 2NB, ENGLAND

TELEPHONE 0780 62557 TELEX 32268 FAX 0780 51617

REGISTERED IN ENGLAND NO 441277

©Newage International Limited

Printed in England

ANEXO V.

ESTUDIO DEL MERCADO DE MICROTURBINAS

INTRODUCCION

A los efectos del estudio, el mercado de microturbinas se dividió por regiones en: mercado internacional, mercado regional y mercado nacional.

V.1 OFERTA INTERNACIONAL.

El mercado internacional lo forman aquellas empresas que tienen basta experiencia en la fabricación de turbinas e incorporan a sus equipos alta tecnología. Casi todas estas empresas ofrecen una instalación llave en mano y no cotizan parte de sus equipos por separado. Puede decirse que son equipos de alta confiabilidad y que han sido debidamente ensayados.

Dicha oferta es esencialmente de origen europeo.

Como contrapartida de estas características de la oferta internacional resulta que sus precios son sustancialmente mayores a los que se pueden obtener en el mercado regional y nacional.

Referente a los precios cabe destacar que pocos fabricantes han respondido a las solicitudes realizadas. En el listado de catálogos adjunto se incorporan aquellos fabricantes que enviaron cotización.

Un listado completo de fabricantes de microturbinas se puede obtener en la publicación de Mayo de 1991 de la revista "Water Power and Dam Construction"

V.2 OFERTA REGIONAL.

Esta oferta la forman fabricantes de Argentina y Brasil que han construido únicamente microturbinas. Ofrecen los equipos llave en mano o el suministro de parte de los mismos (turbina, generador o regulador de velocidad). En este caso al poderse adquirir los equipos por separado es posible bajar el costo, aunque existe un mayor riesgo en cuanto a la garantía del rendimiento y del sistema de control de la microturbina. Existen situaciones en que dichos parámetros no son decisivos y sí lo es el precio. Se debe destacar que los costos de reparación de un equipo desarrollado en el ámbito regional serán menores que los de equipos importados del mercado internacional.

V.3 OFERTA NACIONAL.

La oferta de microturbinas a nivel nacional es inexistente y las dos empresas que cotizaron lo hicieron a partir de los planos extraídos de catálogos de otros fabricantes. Cabe indicar por tanto que no se tiene experiencia en la fabricación de ese tipo de máquinas. De forma que, de encararse la fabricación a nivel nacional, deberá disponerse de idóneos que aporten la ingeniería necesaria como para coordinar debidamente las partes que componen una microcentral. Cabe destacar que esta tarea es factible y existen antecedente de microturbinas fabricadas de esta forma en el país.

V.4 CATALOGOS.

A continuación se presenta un listado de catálogos de diversos fabricantes de microturbinas. En los mismos se dispone de una basta descripción de los equipos que hoy día se fabrican y de tablas para la selección de los equipos.

LISTA DE CATALOGOS

V.4.1 Oferta Internacional

	FABRICANTE	DIRECCION	TELEF. FAX
1	ANDRITZ	Statteggerstrabe 18, Postfach, A-8045 Graz-Andritz	(0316 602) 0, 2503
2	ATELIERS BOUVIER	53, rue Pierre-Sémard, 38028 Grenoble Cedex (France)	(76) 966336
3	BARBER	Barber Point, Box 340, Port Colborne Ontario, Canada L3K 5W1	(416 835) 5661, 1733
4	BELL	CH-6010 Kriens, Luzern, Switzerland	(041) 495111
5	BIWATER	Millers Road, Warwick CV34 5AN	(0926) 411740, 410740
6	CKD-BLANSKO S.C.	678 18 Blansko, Checoslovaquia	(0042 506) 821/885, 4057
7	DREES	Postfach 1180, Ardeyer Strabe 13/15, D-5758 Frondenberg	(02373) 753-380
8	DUMONT	Usines du Pont de St Uze 26240 ST Vallier, France	(75) 230922
9	FLYGT	Flygt Overseas, P.O.Box.1309, S-171 25 Solna, Sweden	(46 8627) 6990, 6999
10	GUGLER	A-4085 Niederranna 41, Austria	(07285) 514, 6242
11	JYOTI	Industrial Area, Vadodara 390 003	82851-2-3-4-5
12	KOVOPODNIK	Messrs, Skoda export, odd.2/4, Vaclavske nam.56, 113 32 Praha 1	26348
13	NEYRPIC	75, rue du Général-Mangin, B.P 75, Centre de Tri, 38041 Grenoble	(76) 964830-76393000
14	OBERMEYER	10 Front Street, Collinsville, CT. 06022 (USA)	(203)693 0295
15	OSSBERGER	5709 South Laburnurn Avenue, Richmond, Virginia 23231	(804)226 9180, 222 1097
16	SULZER ESCHER WYSS	CH-8023 Zurich, Switzerland, P.O.Box	(01)246 2211
17	VOEST-ALPINE	Postfach 2, A-4010 Linz	(0732) 585, 5980
18	WASSERKRAFT VOLK	7809 Simonswald, Gefall 45	(07683) 844

	FABRICANTE	PAIS	TIPO	COTIZA
1	ANDRITZ	AUSTRIA	COMPACTAS(KT)	
2	ATELIERS BOUVIER	FRANCIA	KAPLAN, HELICE, AXIAL, PELTON, FRANCIS	
3	BARBER	CANADA	FRANCIS, KAPLAN, PELTON, PROPELLER	
4	BELL	SUIZA	S	
5	BIWATER	INGLATERRA	TODO TIPO	SI
6	CKD-BLANSKO	CHECOSLOVAQUIA	KAPLAN, FRANCIS	
7	DREES	ALEMANIA	KAPLAN, FRANCIS, PELTON	
8	DUMONT	FRANCIA	FRANCIS, KAPLAN, PELTON	
9	FLYGT	SUECIA	AXIAL	SI
10	GUGLER	AUSTRIA	KAPLAN, FRANCIS, PELTON	
11	JYOTI	INDIA	PELTON, PROPELLER, TURGO, FRANCIS, KAPLAN	
12	KOVOPODNIK	CHECOSLOVAQUIA	FLUJO CRUZADO	
13	NEYRPIC	FRANCIA	BULBO, PELTON, FRANCIS, KAPLAN, S	
14	OBERMEYER	USA	KAPLAN, SLANT, BULBO	
15	OSSBERGER	USA	FLUJO CRUZADO	SI
16	SULZER ESCHER WYSS	SUIZA	FLUJO AXIAL, FRANCIS, PELTON, BULBO, STRAFLO	
17	VOEST-ALPINE	AUSTRIA	FLUJO AXIAL, FRANCIS, PELTON, KAPLAN	
18	WASSERKRAFT VOLK	ALEMANIA	PELTON, FLUJO CRUZADO, FRANCIS	

V.4.2 Oferta nacional y regional

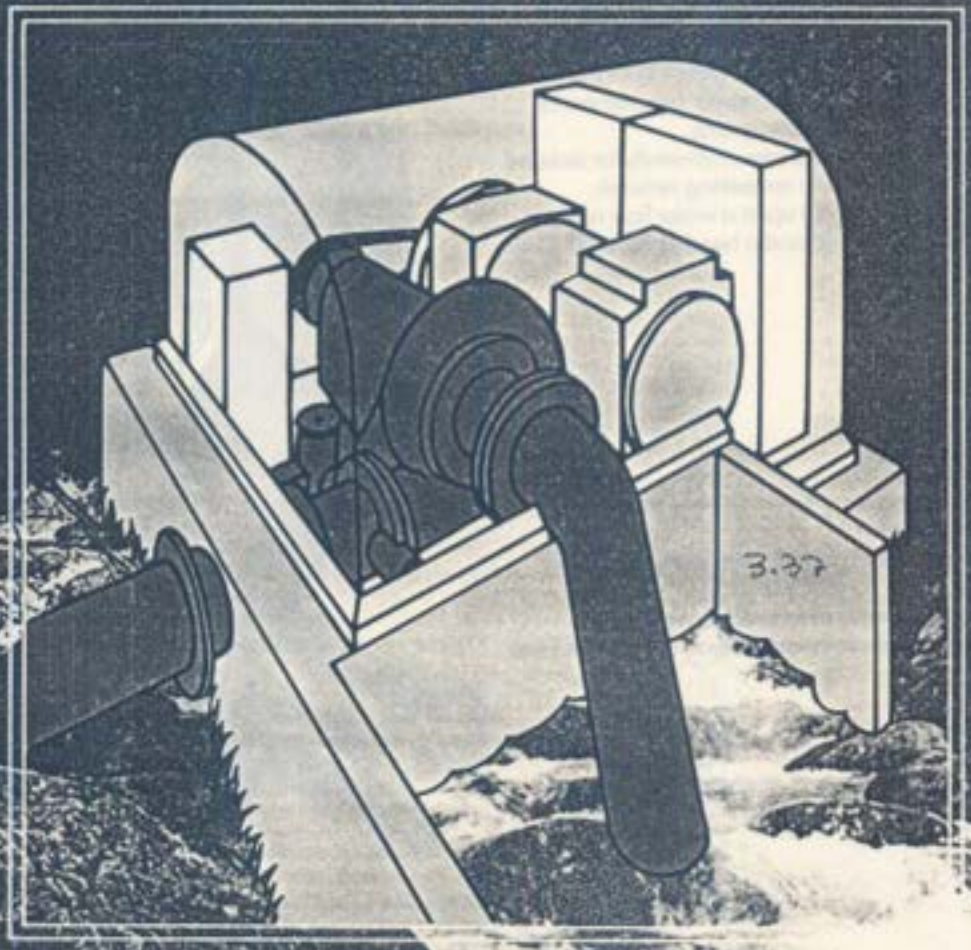
	FABRICANTE	DIRECCION	TELEF. PAI
1	BETTA	Rua Voluntarios da Franca, 1511-S/101-14400, Franca, SP	(016 722) 6891, 5996
2	LAZAR	Democracia 2035, Montevideo	401484-406972
3	SHELEMBERG	Concepción Arenal 1675/81, Montevideo	297353-237200
4	UNIV. DE LA PLATA	Calle 47 No. 200, La Plata (1900)	(54 21) 32637-34870, 2508

	FABRICANTE	PAIS	TIPO	COTIZA
1	BETTA	BRASIL	FLUJO CRUZADO	SI
2	LAZAR	URUGUAY		SI
3	SHELEMBERG	URUGUAY		SI
4	UNIV. DE LA PLATA	ARGENTINA	FLUJO AXIAL Y MICHEL BANKI	SI

OFERTA INTERNACIONAL

2A

Mini-turbines
Compact series KT design



3.37

ANDRITZ

Mini-turbines Compact series KT design Output 5 to 120

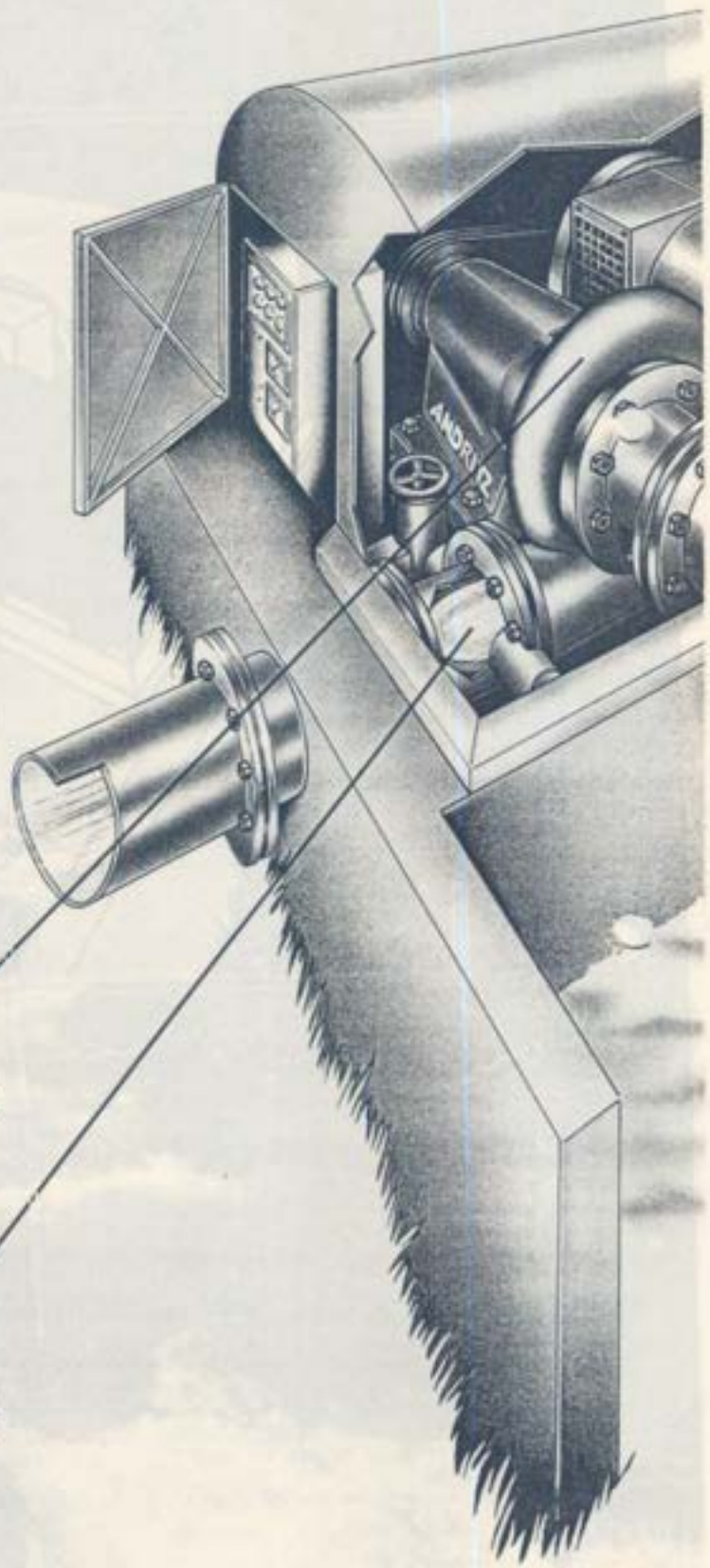
Generate your own power

Andritz mini-turbines offer independence from public utilities in covering your private power requirement or that of trade and industrial enterprises.
The plants are of compact design, optionally for isolated operation or in parallel with an existing network.
Profitable use is conditional upon a water flow rate of 30 to 600 litres per second and a head of 10 to 60 metres.

Advantages

- Compact design
- Low investment costs
- Maintenance-free
- Fail-safe, even with contaminated water (sand, leaves, etc.)
- Freely programmable electronic control
- Optionally with plastic hood (instead of power house)

Compact plant comprising:



1

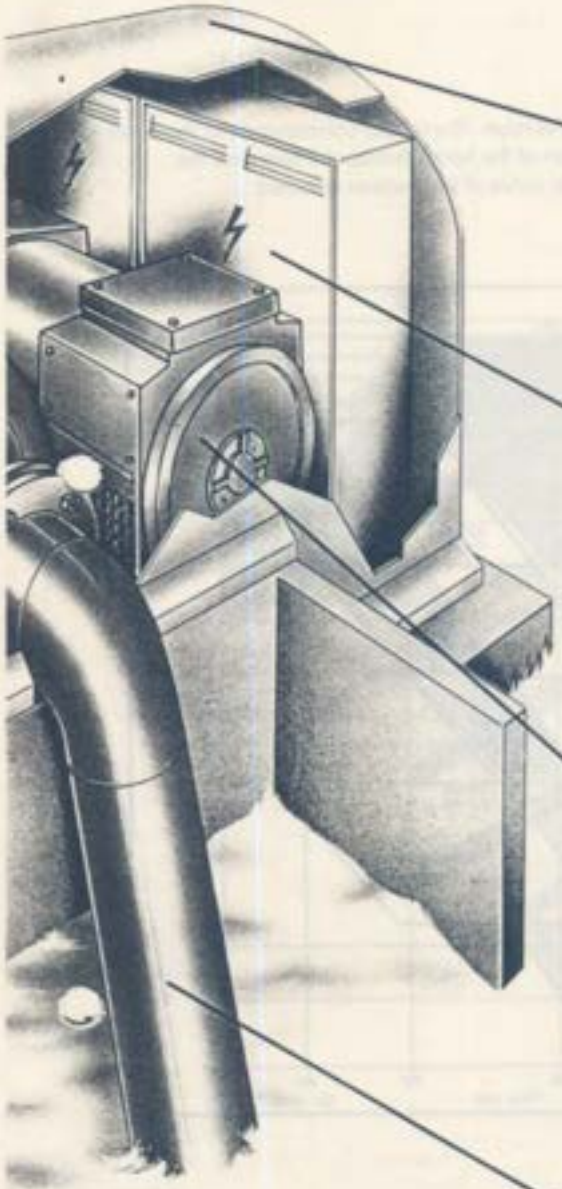
Turbine

The wear resistant volute casing turbine is available in seven versions operating at different speeds, thus guaranteeing optimum use.

2

Regulating equipment

An electrically operated valve at the point of entry into the turbine controls the water level and initiates emergency shut-down.
During stand-still it is used as a butterfly valve.



3

Hood

Instead of a massive power house, an impact-resistant plastic hood is used which is light-weight and easily retractable.

4

Switch cabinet

This accommodates a potential distributing board, protective gear, electronic control system, accumulator and danger warning system. The electric equipment is geared to each specific application – for example, a synchroniser is used for operation in parallel to the mains network.

5

Alternator

Either a synchronous unit (mainly for isolated operation) or an asynchronous unit (parallel-to-network operation only) may be used. Alternator design tuned to the output range of each plant.

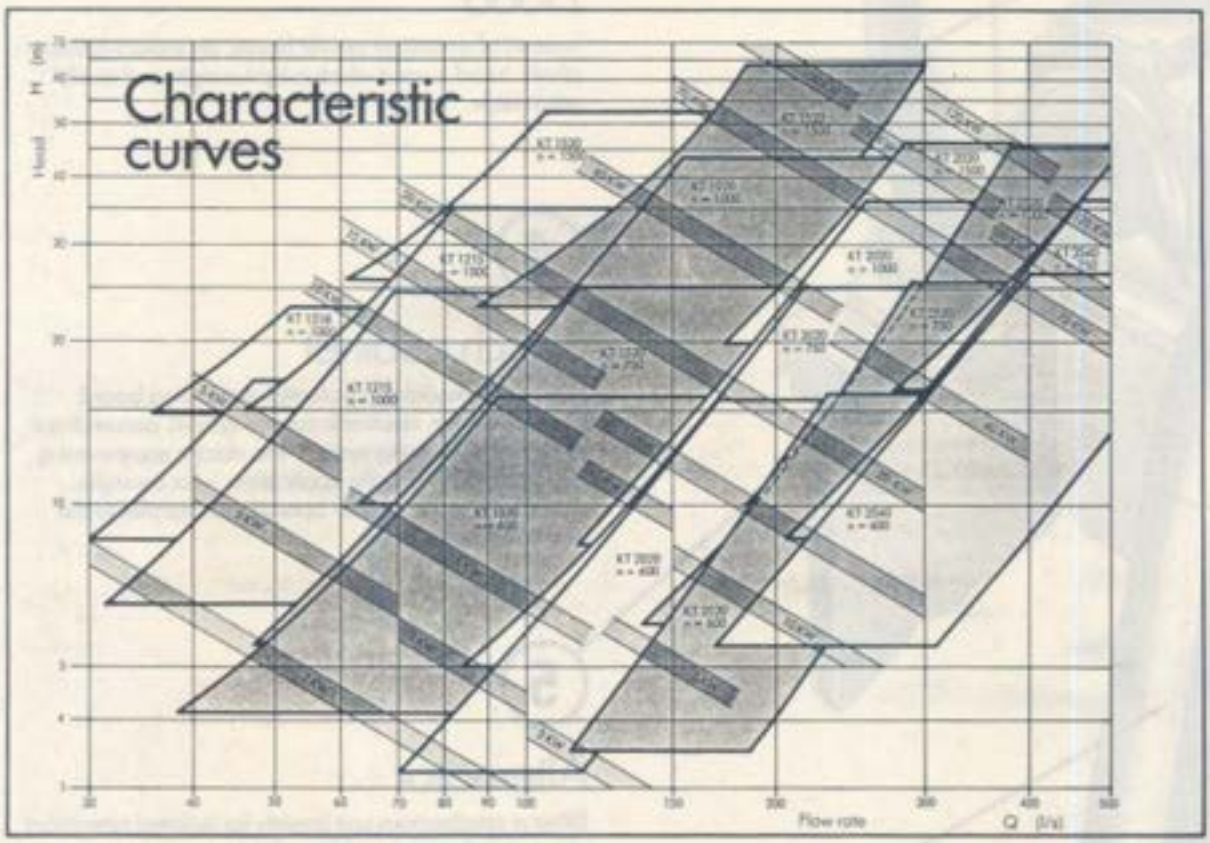
6

Fitting parts

These include:
- the connecting pipe from the penstock to the turbine
- the suction tube from the turbine to tailwater
- fixing parts of the base plate to the foundation.

How to choose the right plant:

You can determine the suitable plant size by entering the head and expected average flow rate in the diagram below: the curve to the left of this point indicates the appropriate version. The output corresponds to the point of intersection of the head (horizontal line) and the characteristic curve of the version selected.



Our services package includes:

- Assistance in determining the water supply and in designing the power plant
- Technical advice on the layout of the intake constructions, of the head race and the power house plant
- Assistance in the planning, installation or modification stages of the electrical equipment
- Determination of the most economical penstock; recommendation of suitable manufacturers or manufacture by Andritz AG
- Installation of Andritz components into existing power plants or industrial facilities.

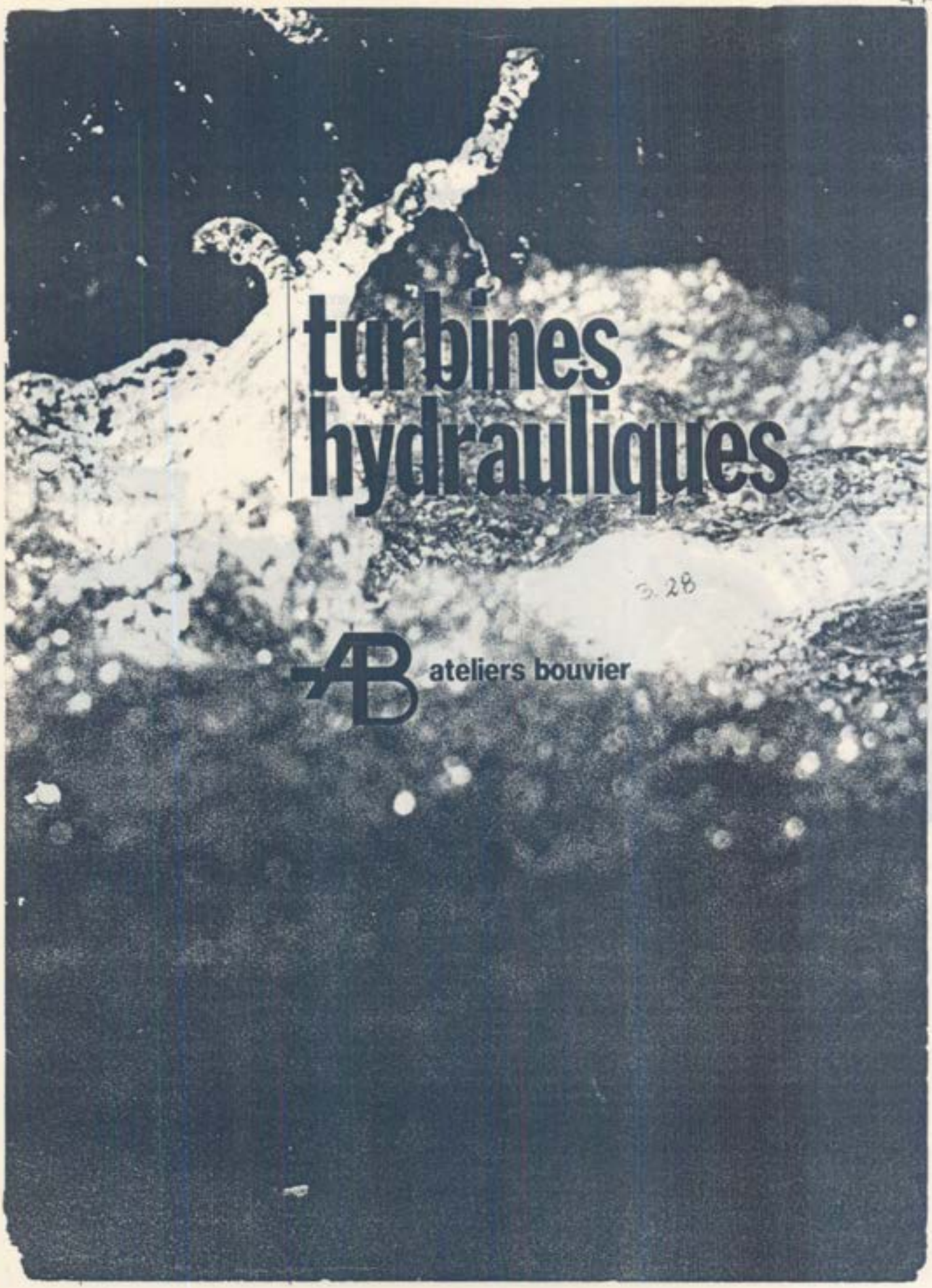
Maschinenfabrik Andritz
Actiengesellschaft
Graz-Andritz, Austria

A-8045 Graz-Andritz
Stattegerstrasse 18
Postfach 24

Telephone: (316) 602-0
Telex 3-1313, 3-1722

A 02 61 01-1000e

4A



turbines hydrauliques

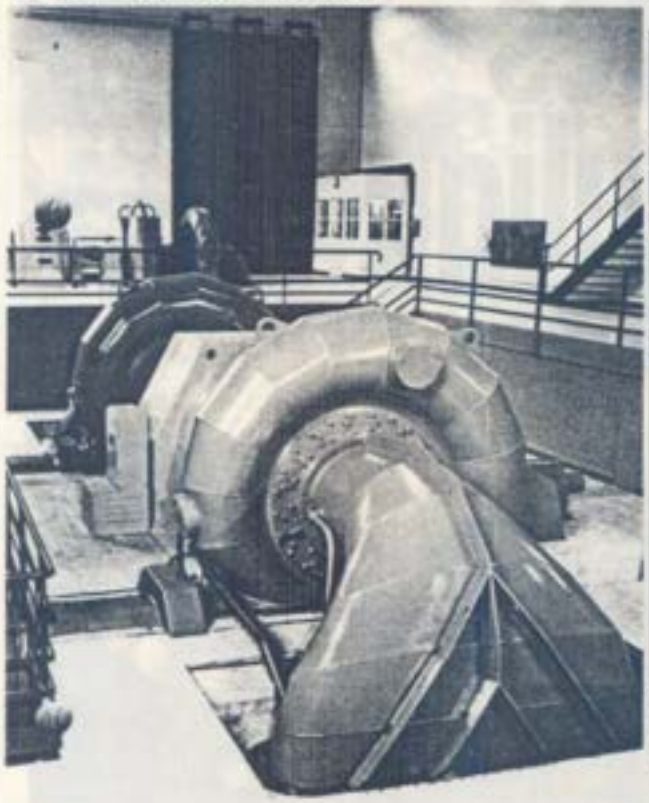
3.28

ateliers bouvier

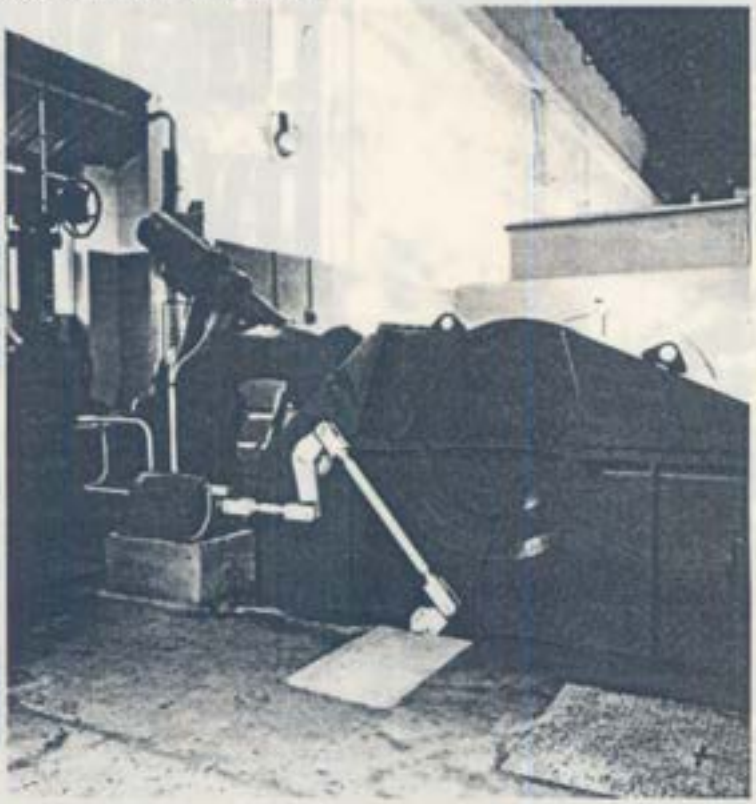
turbines hydrauliques bouvier

une réponse adaptée aux petites et mo

DEUX TURBINES FRANCIS SIMPLES
1 420 kW (chacune), à 600 t/mn sous 46 m



TURBINE PELTON DEUX JETS
6 600 kW à 1 000 t/mn sous 482,2 m



Les Ateliers Bouvier réalisent des turbines dont la puissance est de 100/200 kW à 10/20 MW.

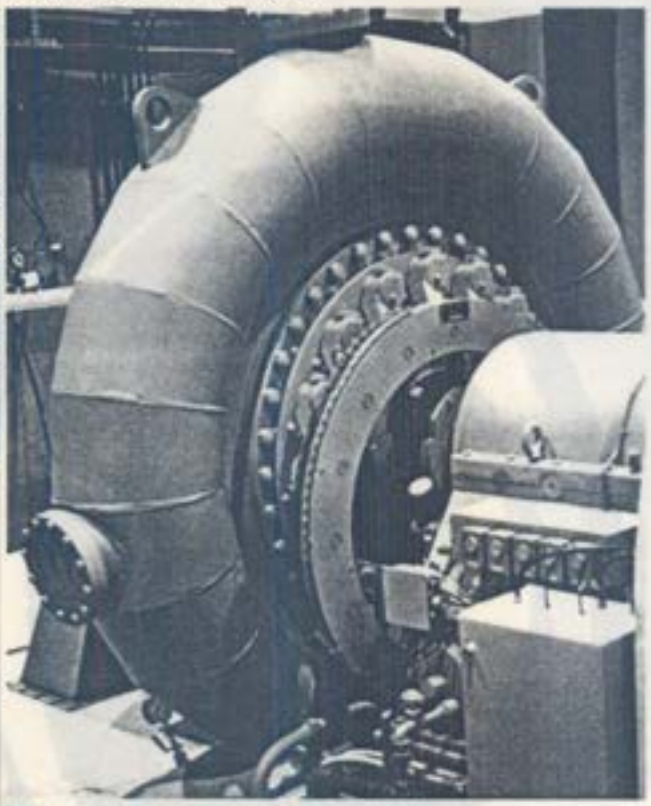
Selon les caractéristiques de la chute, 3 types de turbines sont proposés :

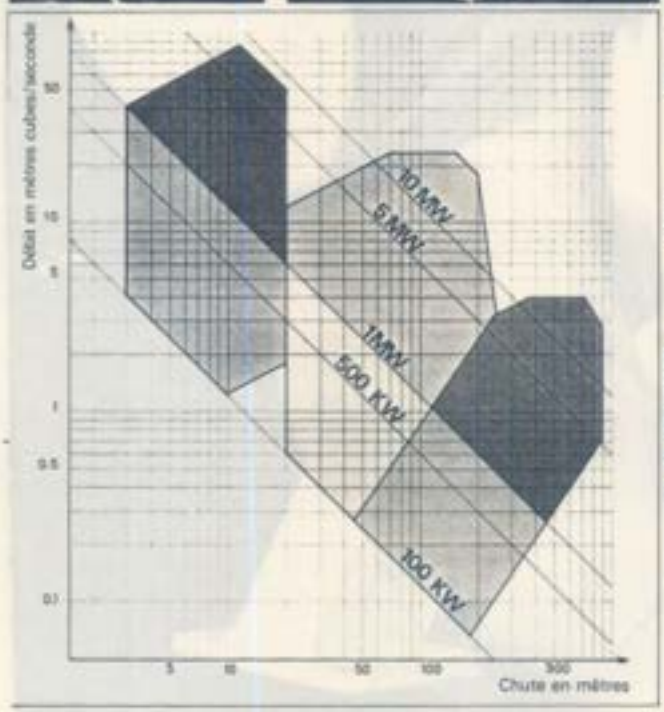
- Turbines Kaplan et turbines à écoulement axial, simple ou double réglage
  axe ve tical, horizontal ou incliné pour des chutes de 3 à 20 mètres
- Turbines Francis simples ou doubles
  axe vertical ou horizontal pour des chutes de 20 à 200 mètres
- Turbines Pelton à un ou plusieurs jets
  axe vertical ou horizontal pour des chutes de 100 à 900 mètres.

yennes puissances

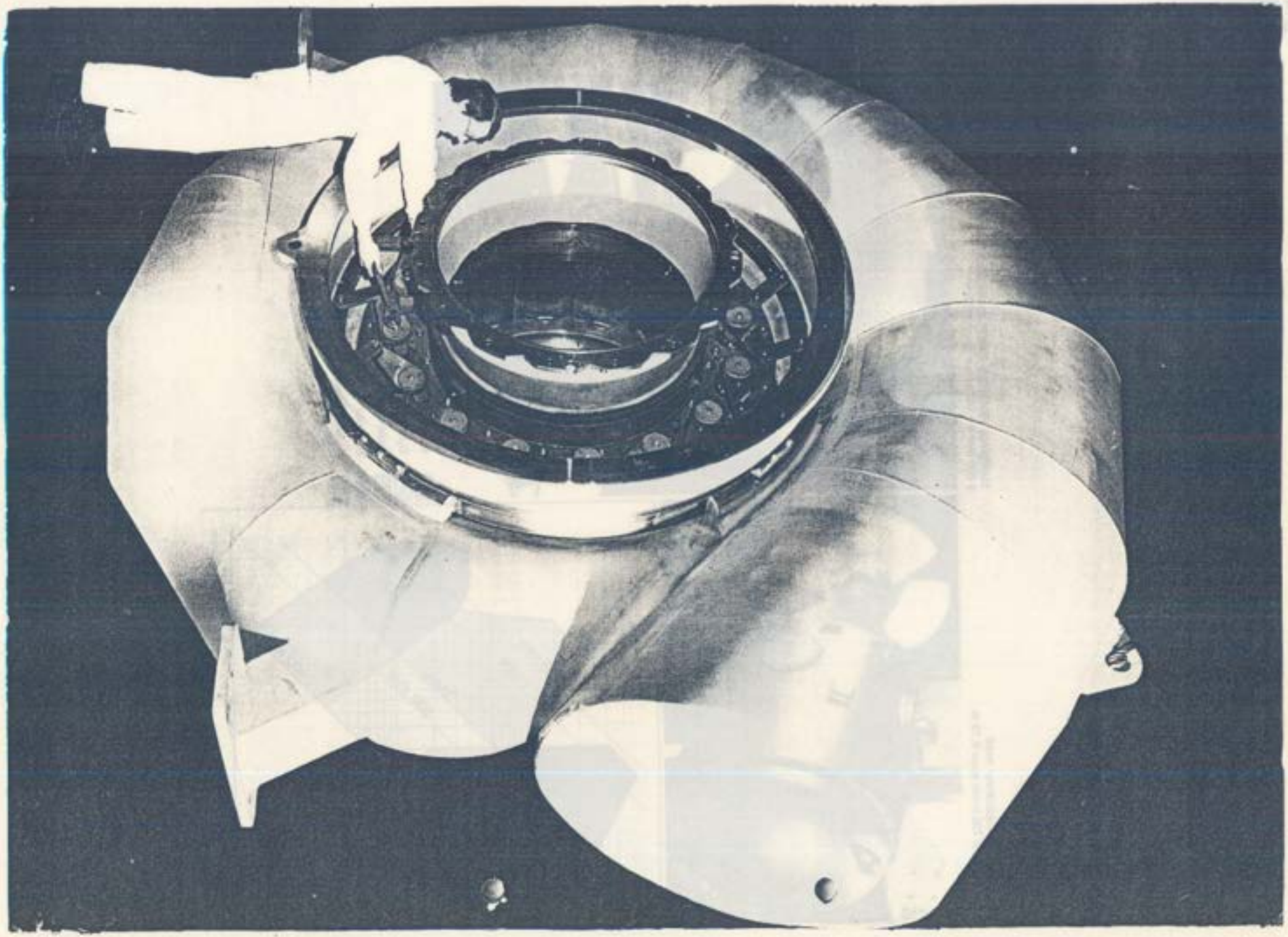
GROUPE à multiplicateur noyé
867 kW à 200 / 750 t/mn sous 5,15 m

TURBINE FRANCIS SIMPLE mécanisme de vannage
6 060 kW à 1 000 t/mn sous 232,5 m





- Turbines Kaplan ou à écoulement axial
- Turbines Francis
- Turbines Pelton
- Turbines réalisées sur études
- Turbines composées d'éléments standardisés



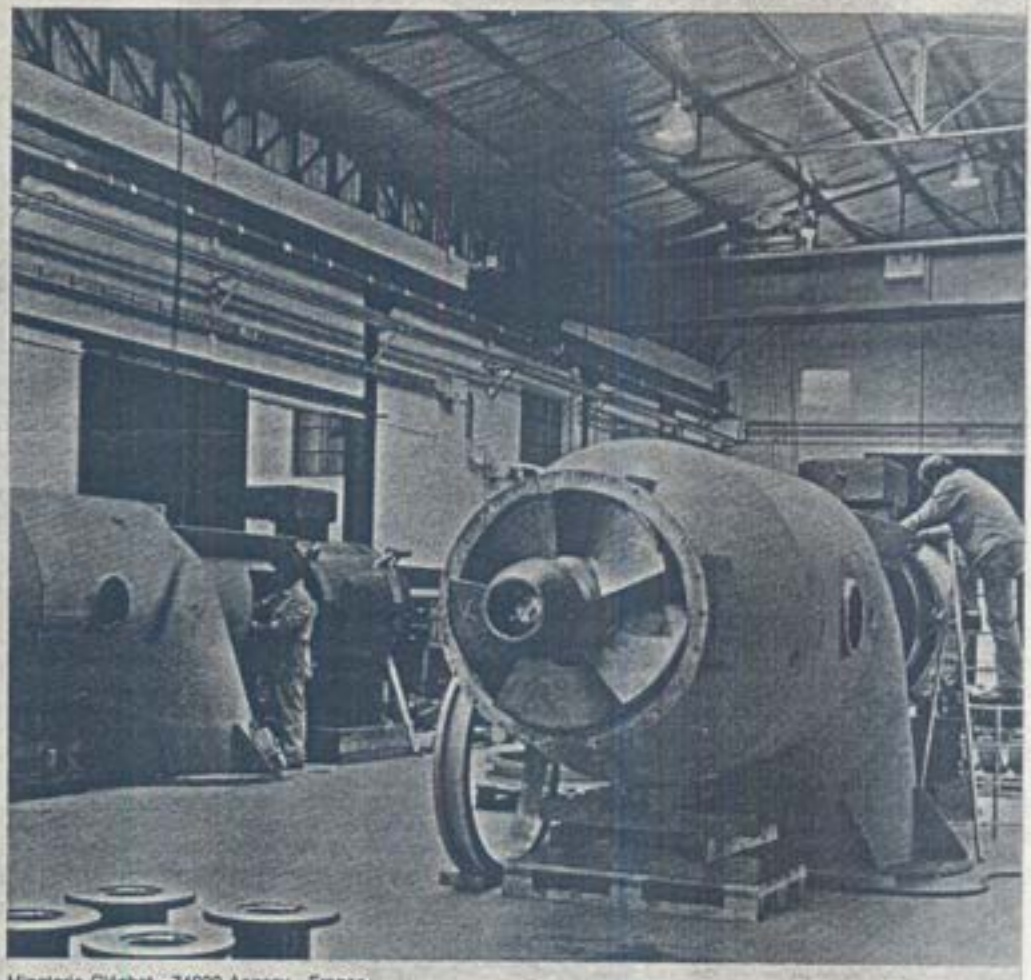
6 A

3.34

turbines hydrauliques AB ateliers bouvier

TURBINE A ECOULEMENT AXIAL

fiche réalisation n° 754



Minoterie Cléchet - 74000 Annecy - France

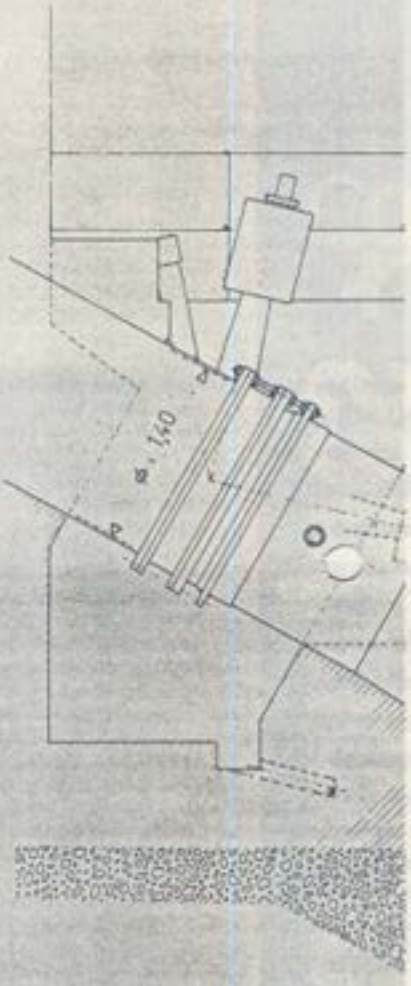
AXIAL FLOW TURBINE

TURBINA A FLUJO AXIAL

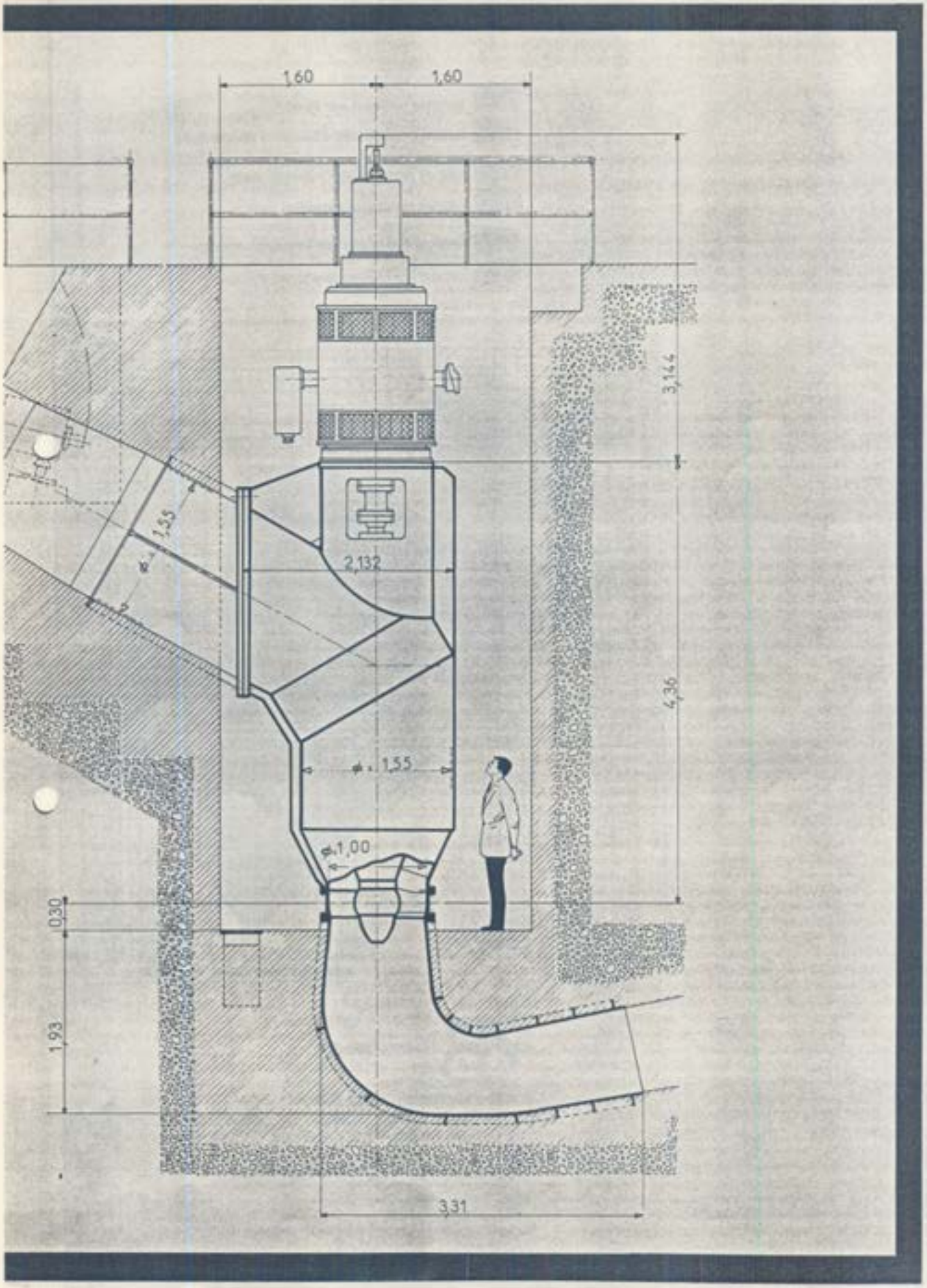
— **Puissance 670 kw**
— **Vitesse 600 t/mn**
— **Chute nette 15,5 m**
— **Débit 5 m³/s**
— **Régulation de puissance**
— **5 pales réglables en bronze d'aluminium**
— **Mise en service 1982**

— Out put 670 kw
— Speed 600 r.p.m.
— Net head 15.5 m
— Discharge 5 m³/s
— Power governing
— 5 adjustable runner blades cast in aluminium bronze
— Starting date 1982

— *Potencia 670 kw*
— *Velocidad 600 r.p.m.*
— *Salto neto 15 ,5 m*
— *Caudal 5 m³/s*
— *Regulación de potencia*
— *5 paletas regulables de rodete de bronze de aluminio*
— *Fecha de instalación 1982*



dimensions en m.


1,60
1,60
3,144
1,55
2,132
4,36
⌀1,55
⌀1,00
0,30
1,93
3,31

turbines réalisées sur étude

turbines composées d'éléments standardisés

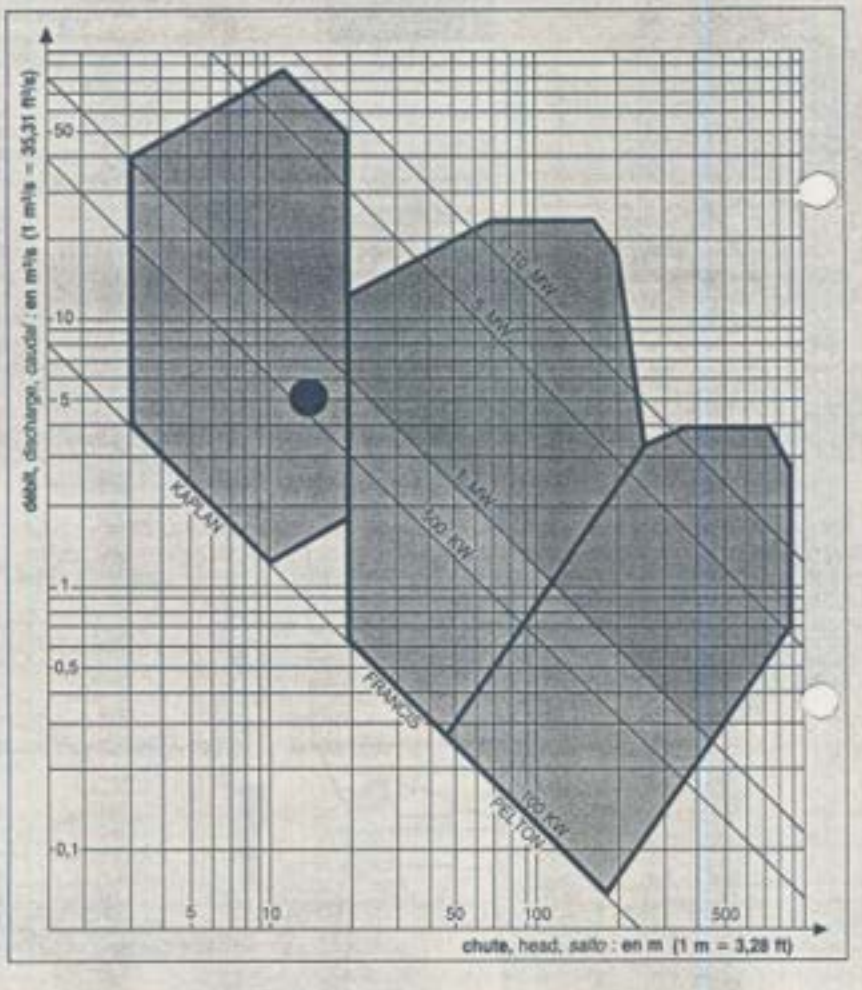
turbines produced after individual study

turbines composed of standard parts

turbinas especiales que requieren estudios

turbinas compuestas de elementos estandar

Pierre Prat conseil - imprimé en France



ateliers bouvier

S.A. au capital de 3 262 000 F
53 rue Pierre Semard - 38000 Grenoble/France
Tél. (76) 96.63.36 - Télex 320 194 Bouvier Greno

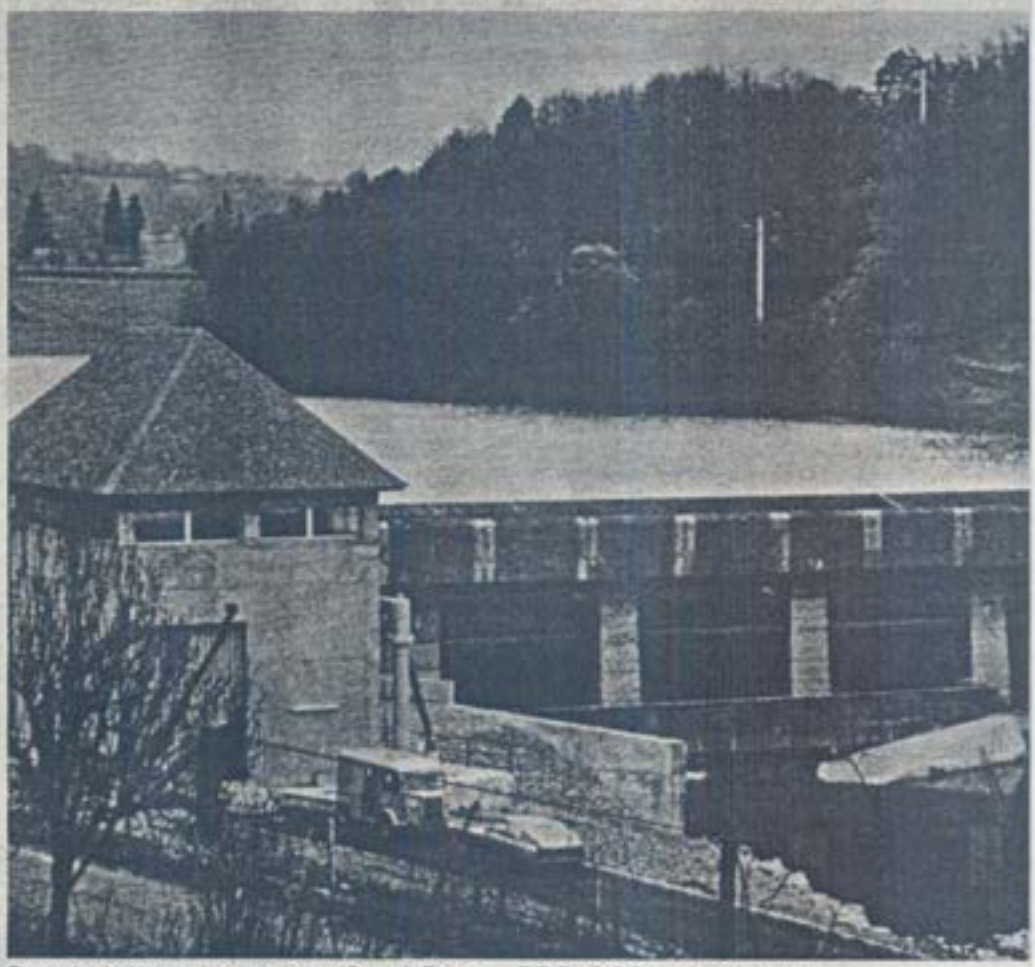
8A

3.55

turbines hydrauliques AB ateliers bouvier

TURBINE A ECOULEMENT AXIAL

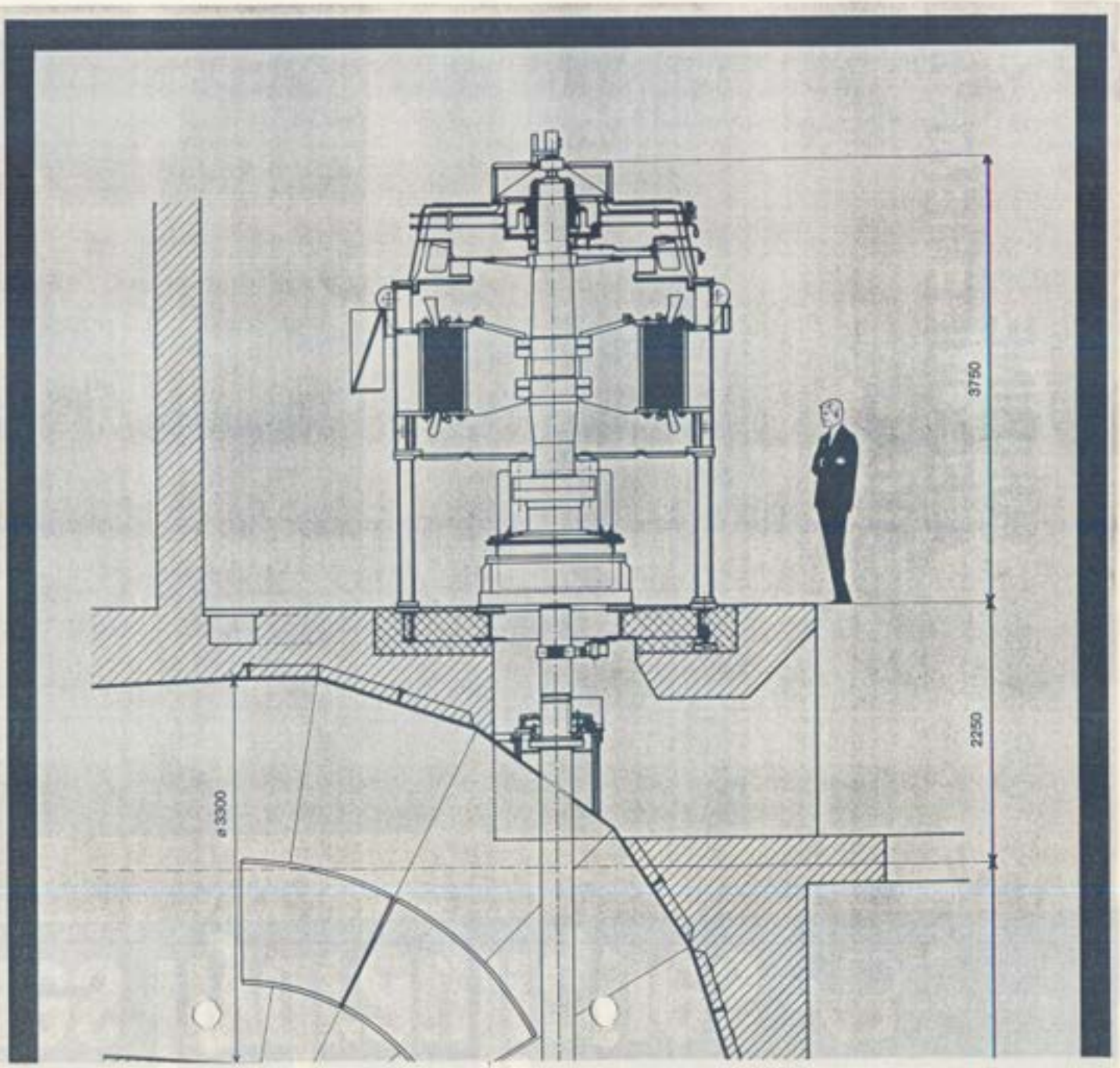
fiche réalisation n° 751



Centrale de Nepes Laroquebrou (Cantal) France. - E.D.F.- G.R.P.H. Massif Central

AXIAL FLOW TURBINE

TURBINA A FLUJO AXIAL

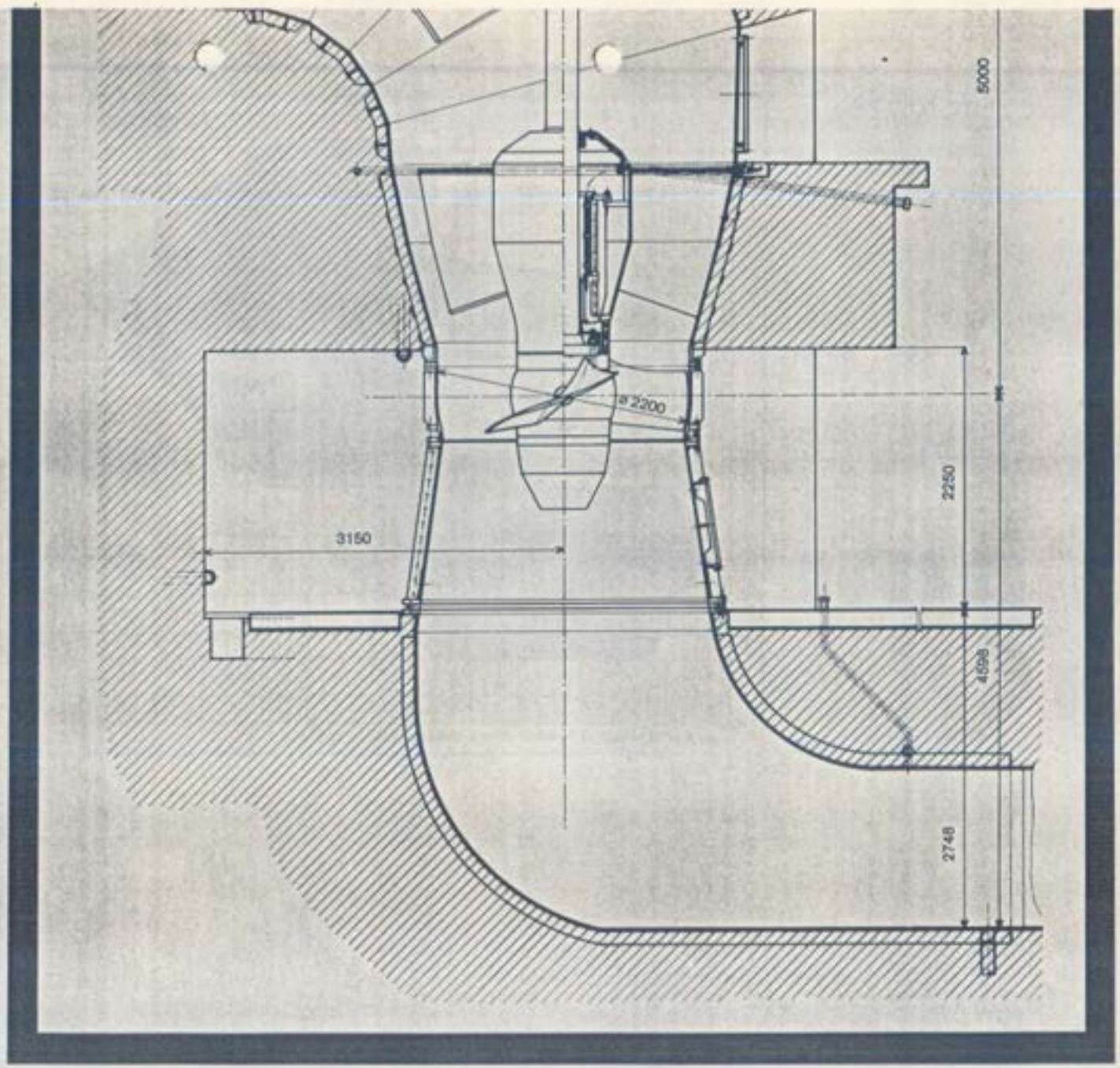


— **Puissance 2814 kw**
— **Vitesse 250 t/mn**
— **Chute nette 12,2 m**
— **Débit 27,5 m³/s**
— **Régulation de puissance**
— **4 pales mobiles en bronze d'aluminium**
— **Mise en service 1979**

— Out put 2814 Kw
— Speed 250 r.p.m.
— Net head 12,2 m
— Discharge 27,5 m³/s

— Power governing
— 4 adjustable runner blades cast in aluminium bronze
— Starting date 1979

— *Potencia 2814 Kw*
— *Velocidad 250 r.p.m.*
— *Salto neto 12,2 m*
— *Caudal 27,5 m³/s*
— *Regulación de potencia*
— *4 paletas regulables de rodete*
— *Fecha de instalación 1979*



turbines réalisées sur étude

turbines composées d'éléments standardisés

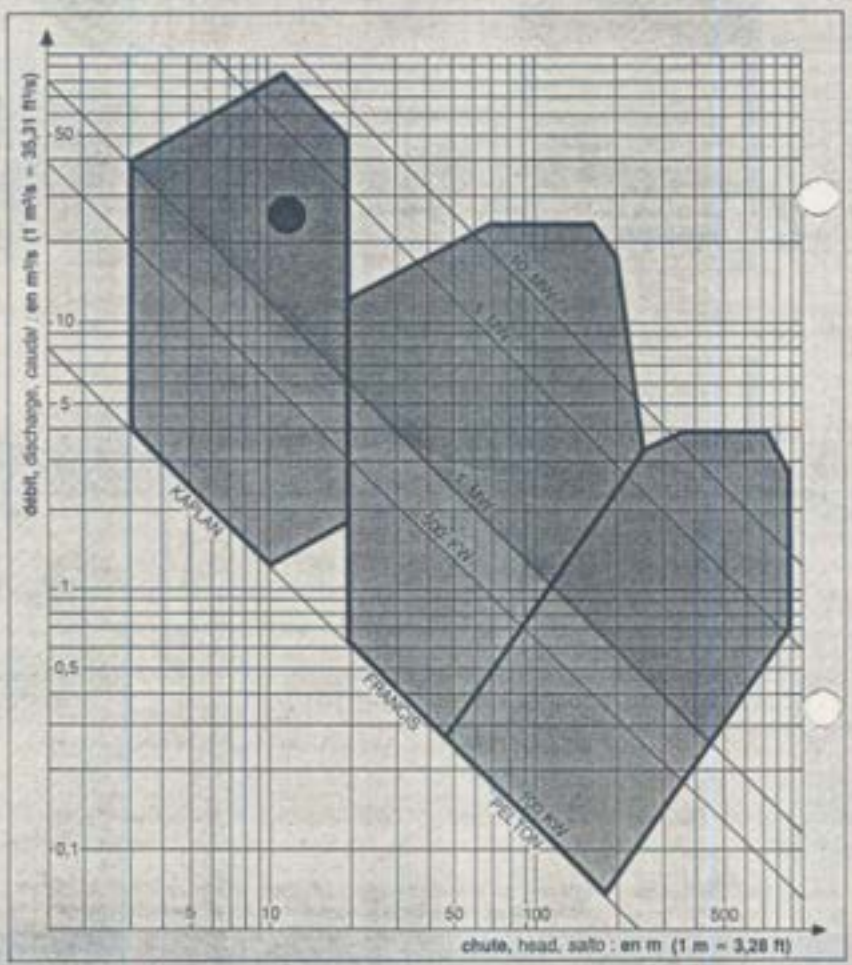
turbines produced after individual study

turbines composed of standard parts

turbinas especiales que requieren estudios

turbinas compuestas de elementos estandar

Pierre Frat conseil - imprimé en France



ateliers bouvier

S.A. au capital de 3 262 000 F
53 rue Pierre Semard - 38000 Grenoble/France
Tél. (76) 96.63.36 - Télex 320 194 Bouvier Greno

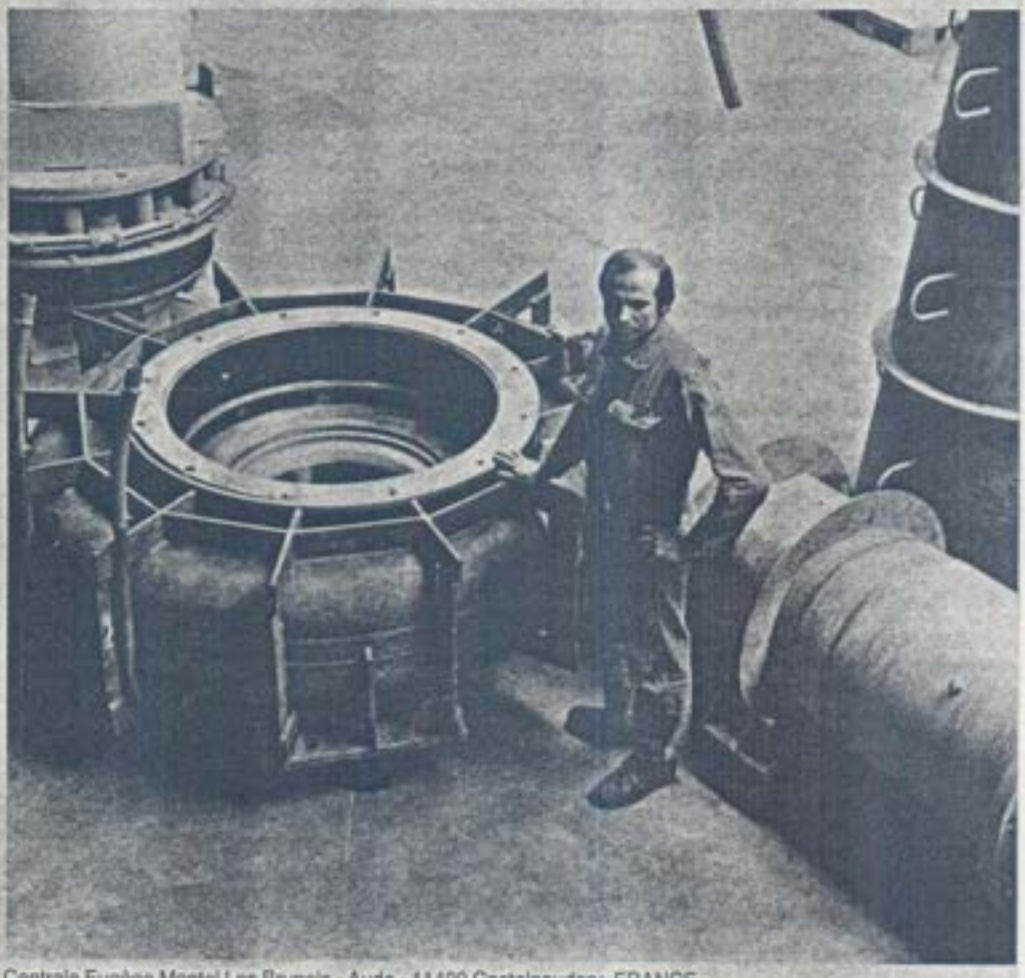
3.32

turbines hydrauliques

ateliers bouvier

TURBINE FRANCIS VERTICALE

fiche réalisation n° 757



Centrale Eugène Montel Les Brunels - Aude - 11400 Castelnaudary. FRANCE
Institution Interdépartementale pour l'Aménagement Hydraulique de la Montagne Noire.

VERTICAL FRANCIS TURBINE

TURBINA FRANCIS DE EJE VERTICAL

— **Puissance 829 kw**
— **Vitesse 1000 T / mn**
— **Chute nette 120 m**
— **Débit 0,8 m³ / s**
— **Régulation de puissance**
— **Roue en bronze d'aluminium montée en porte à faux sur l'arbre de la génératrice**

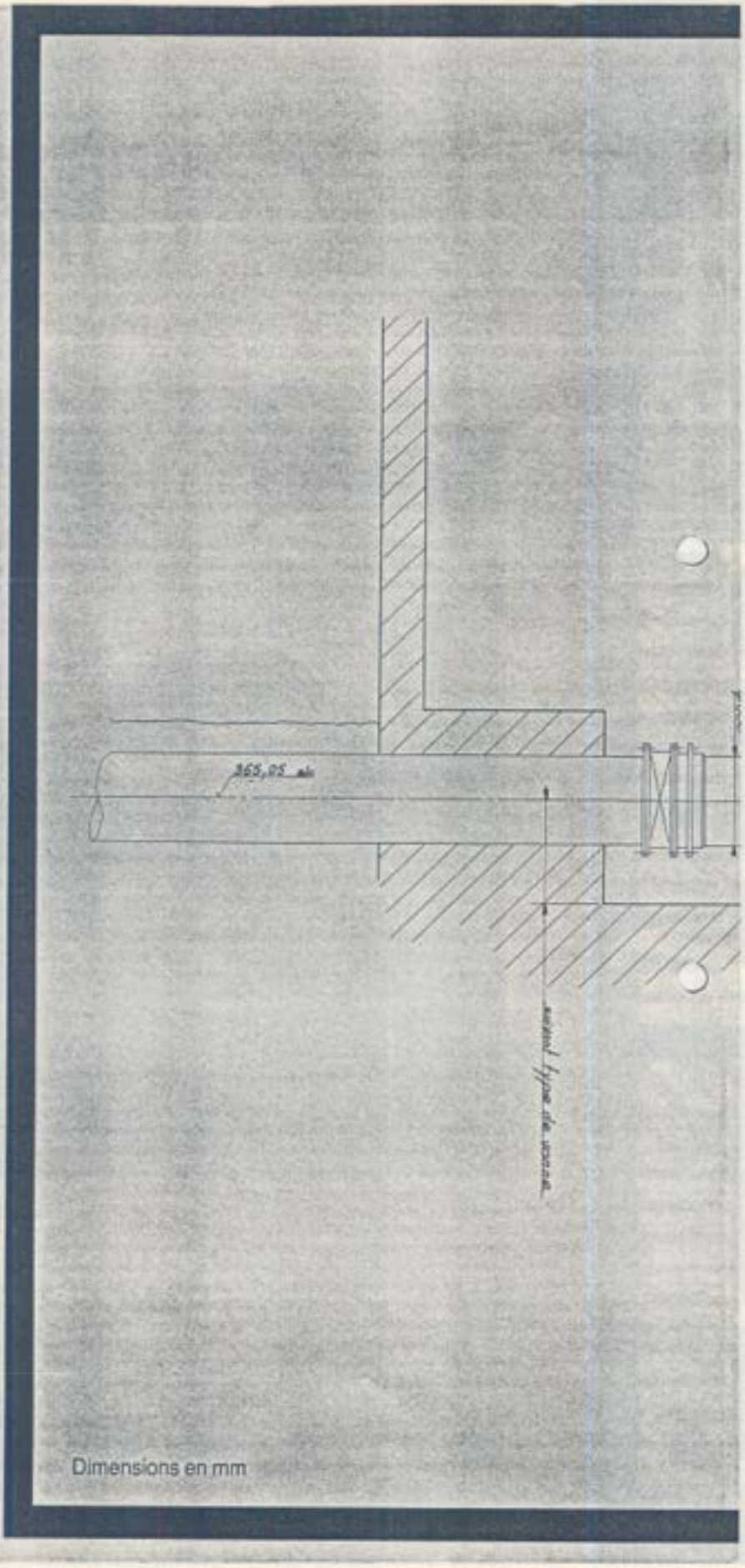
— **Mise en service 1982**

— Output 829 kw
— Speed 1000 rpm
— Net head 120 m (394 ft)
— Discharge 0.8 m³/s (28.2 cfs)
— Load regulation
— Runner cast in aluminium bronze overhung on generator shaft

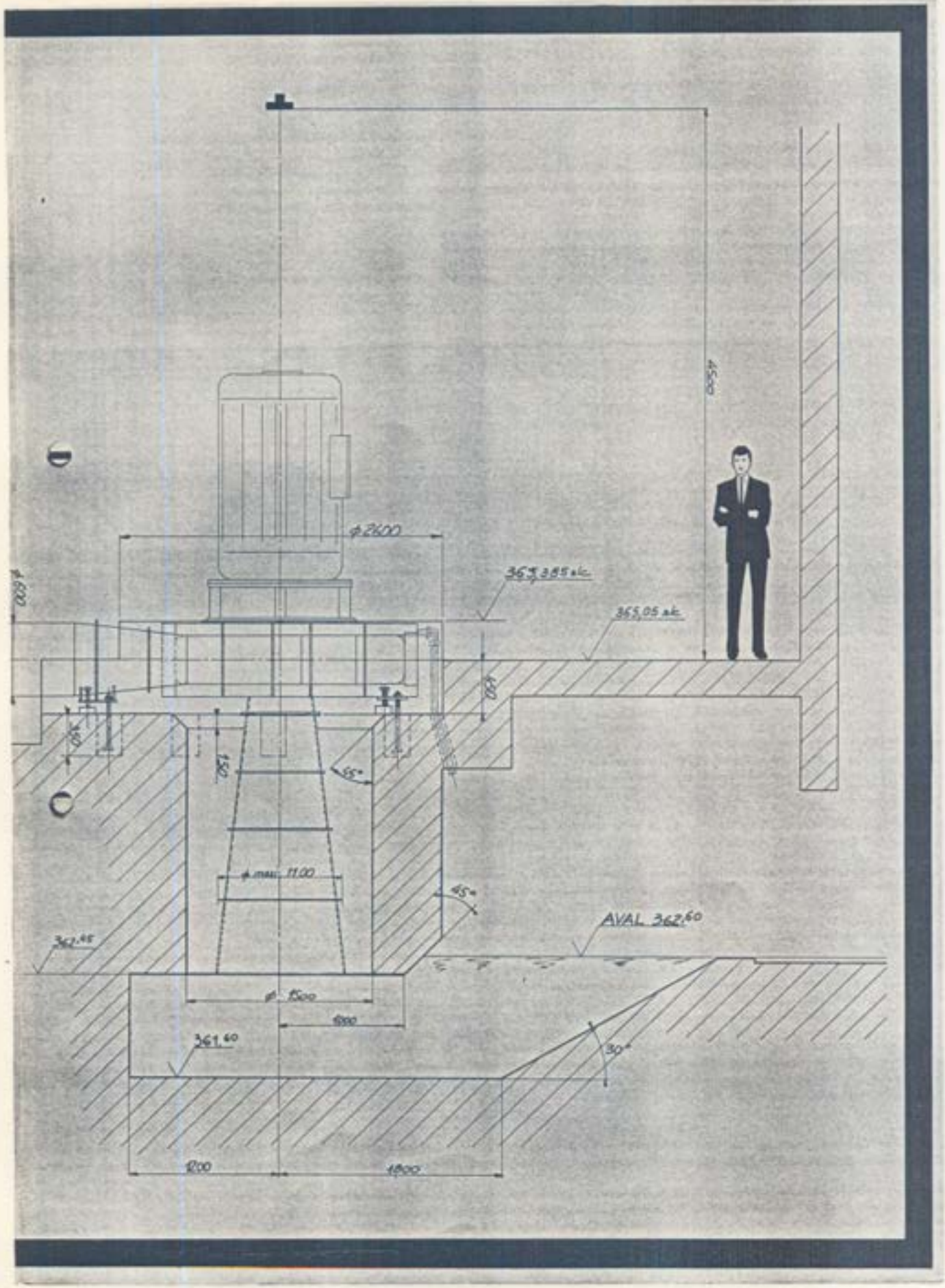
— Starting date 1982

— *Potencia 829 kw*
— *Velocidad 1000 r.p.m.*
— *Salto neto 120 m*
— *Caudal 0,8 m³ / s*
— *Regulación de potencia*
— *Rueda de bronce de aluminio colocada en falso sobre el eje del generadora*

— *Fecha de instalación 1982*



Dimensions en mm


4550
ϕ2600
365,385 a.c.
365,05 a.c.
1100
150
45°
ϕ max. 11.00
45°
AVAL 362.60
362.45
ϕ 1500
1000
361.60
30°
1200
1800

turbines réalisées sur étude

turbines composées d'éléments standardisés

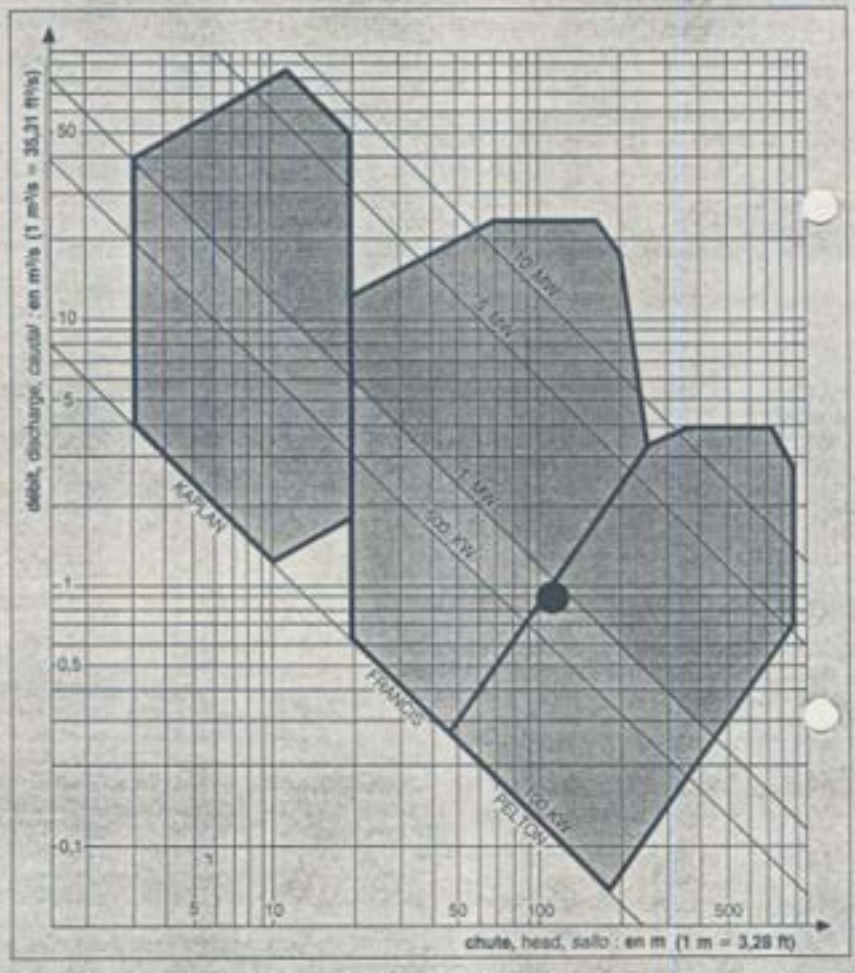
turbines produced after individual study

turbines composed of standard parts

turbinas especiales que requieren estudios

turbinas compuestas de elementos estandar

Pierre Frat conseil - imprimé en France



ateliers bouvier

S.A. au capital de 3 262 000 F
53 rue Pierre Semard - 38000 Grenoble/France
Tél. 76.96.63.36 - Télex 320 194 Bouvier Greno

3.30

turbines hydrauliques AB ateliers bouvier

TURBINE FRANCIS HORIZONTALE

fiche réalisation nº 247

Centrale des Moulins - Isère - France - Société des Forges d'Allevard

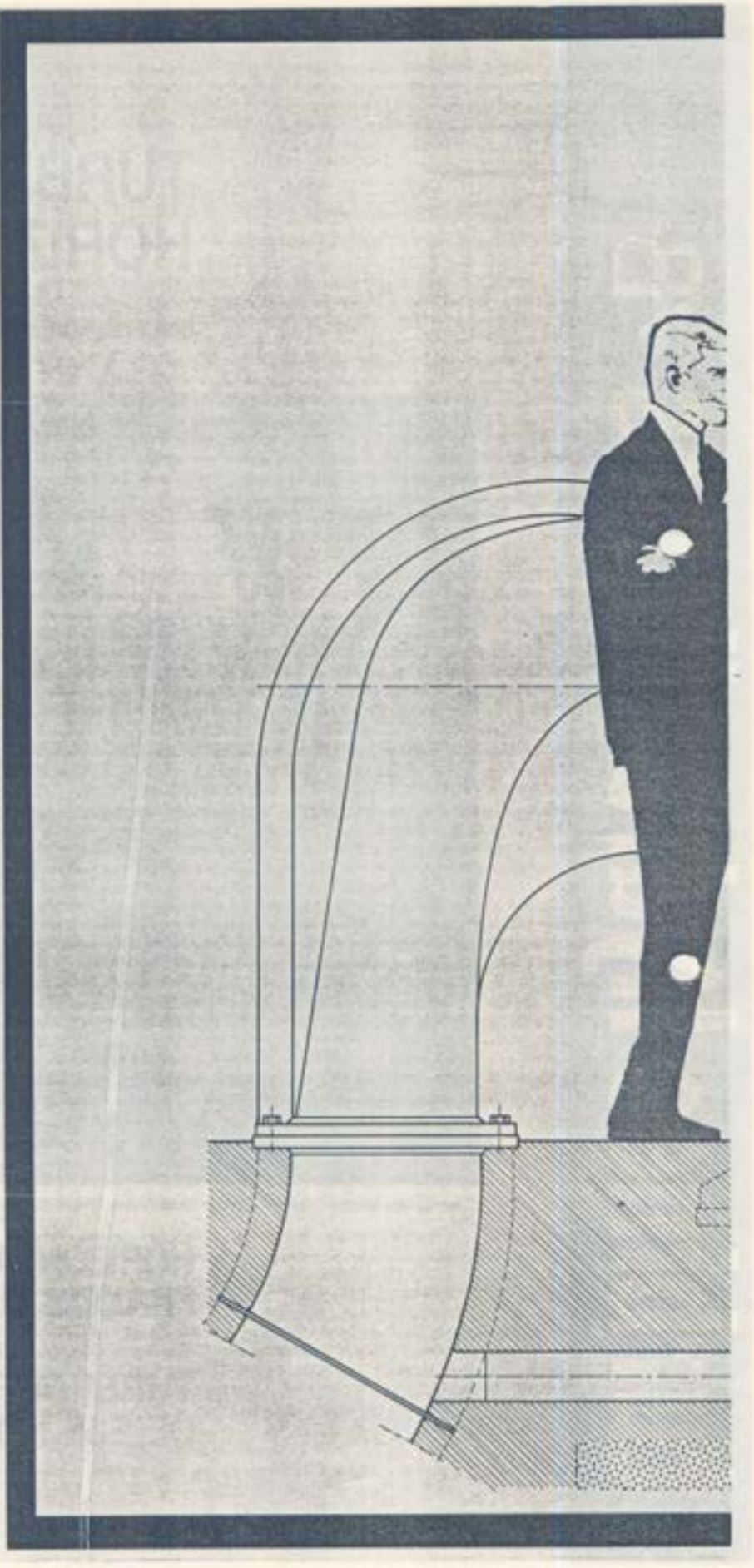
HORIZONTAL FRANCIS TURBINE

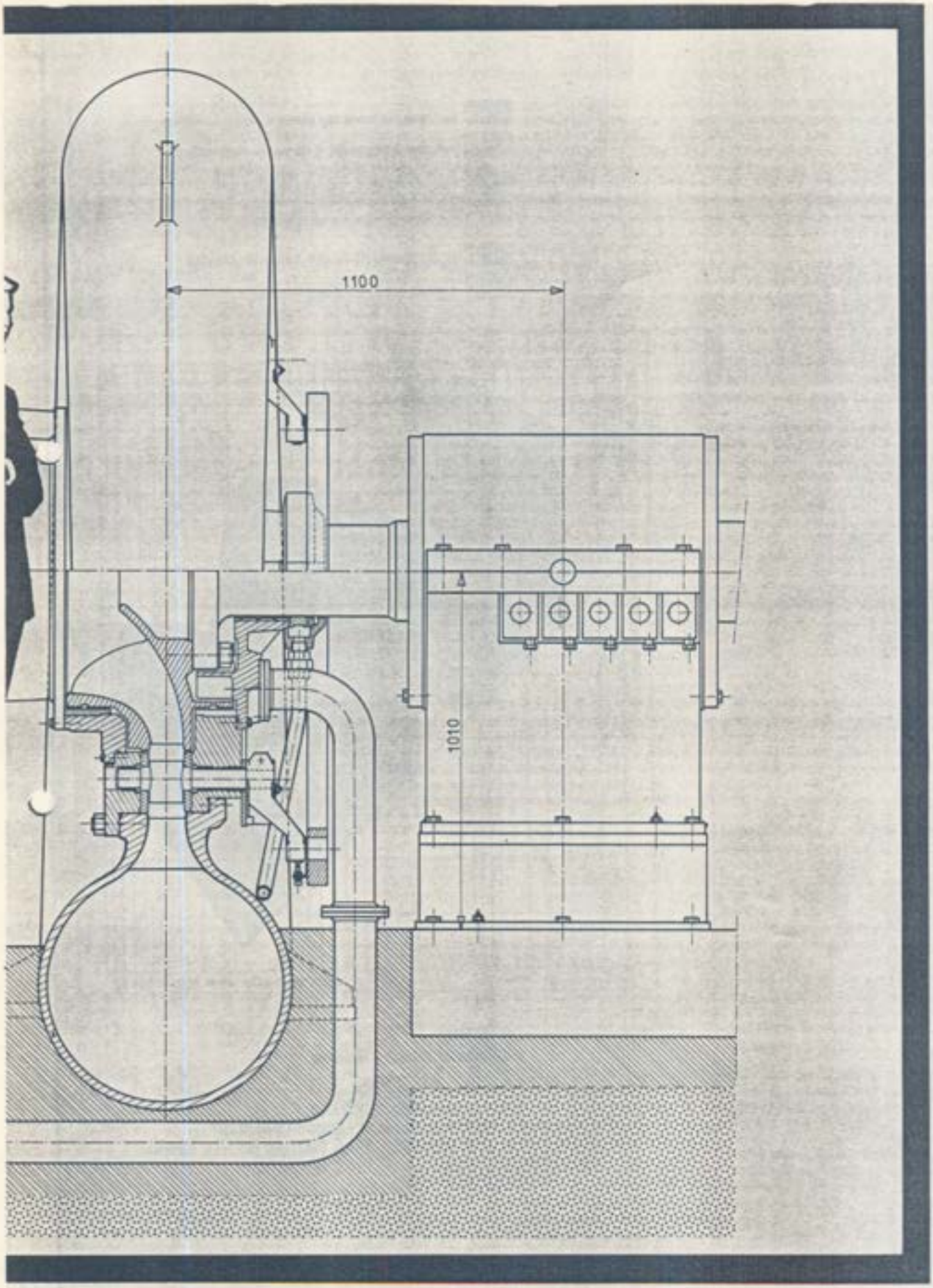
TURBINA FRANCIS DE EJE HORIZONTAL

— **Puissance 6060 kw**
— **Vitesse 1000 T/mn**
— **Chute nette 232,5 m**
— **Débit 3 m³/s**
— **Régulation de vitesse**
— **Roue en acier inoxydable montée en porte à faux sur l'arbre de l'alternateur**
— **Mise en service 1974**

— Out put 6060 Kw
— Speed 1000 r.p.m.
— Net head 232.5 m
— Discharge 3 m³/s
— Speed governing
— Runner cast in stainless steel directly coupled to generator shaft
— Starting date 1974

— *Potencia 6060 Kw*
— *Velocidad 1000 r.p.m.*
— *Salto neto 232.5 m*
— *Caudal 3 m³/s*
— *Regulación de velocidad*
— *Rueda de acero inoxidable colocada sobre el eje del alternador*
— *Fecha de instalación 1974*




1100
1010

turbines réalisées sur étude

turbines composées d'éléments standardisés

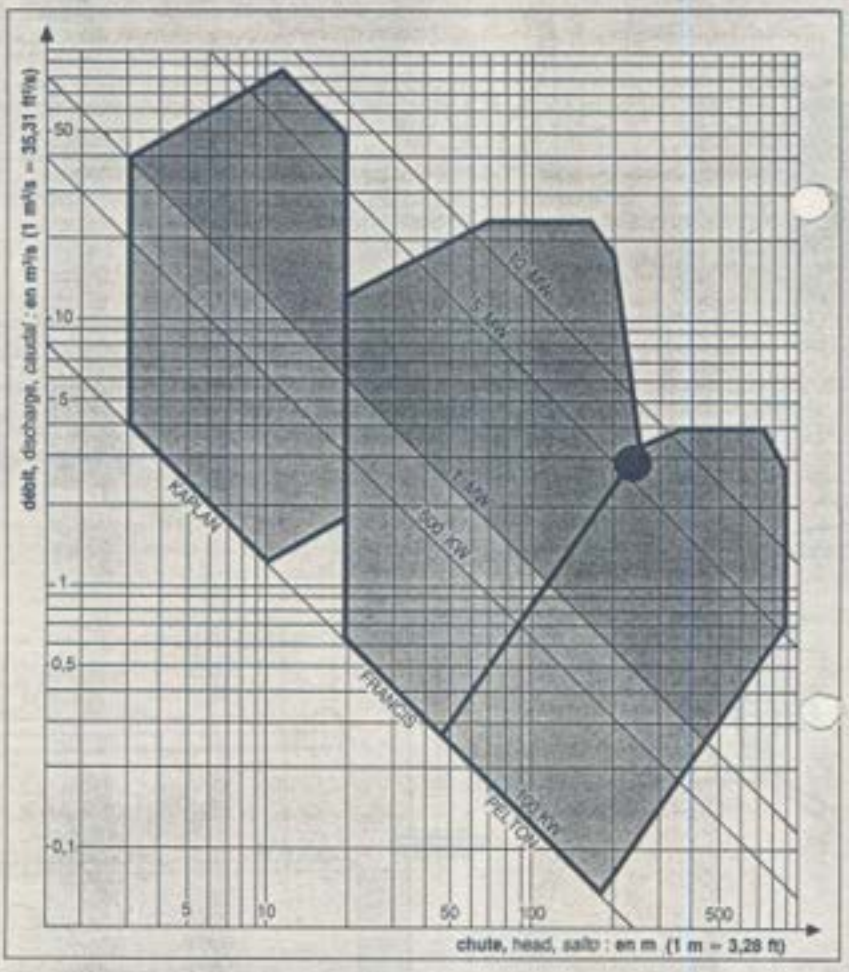
turbines produced after individual study

turbines composed of standard parts

turbinas especiales que requieren estudios

turbinas compuestas de elementos estandar

Pierre Fior conseil - imprimé en France



ateliers bouvier

S.A. au capital de 3 262 000 F
53 rue Pierre Semard - 38000 Grenoble/France
Tél. (76) 96.63.36 - Télex 320 194 Bouvier Greno

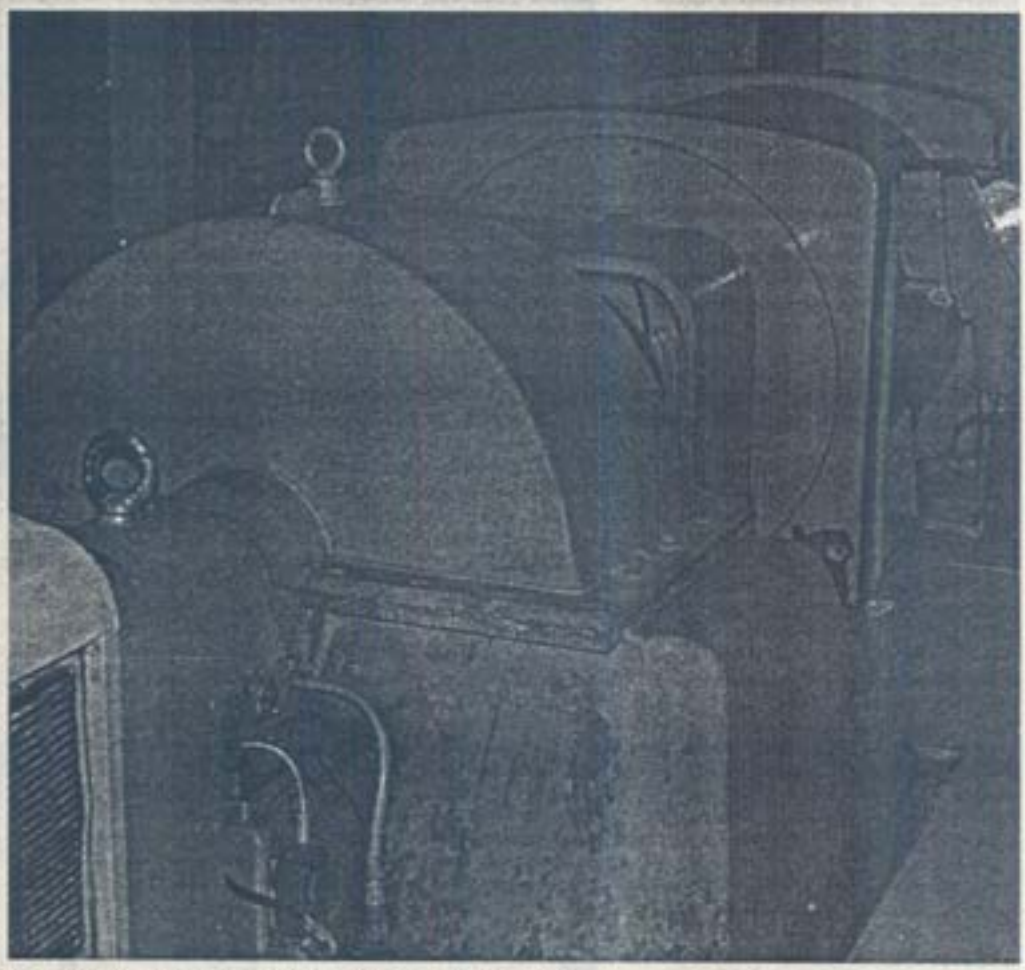
3.33

turbines hydrauliques

ateliers bouvier

TURBINE PELTON
1 JET / 1 ROUE

fiche réalisation nº 725



Centrale de Passy Haute Savoie France. Société SEREC.

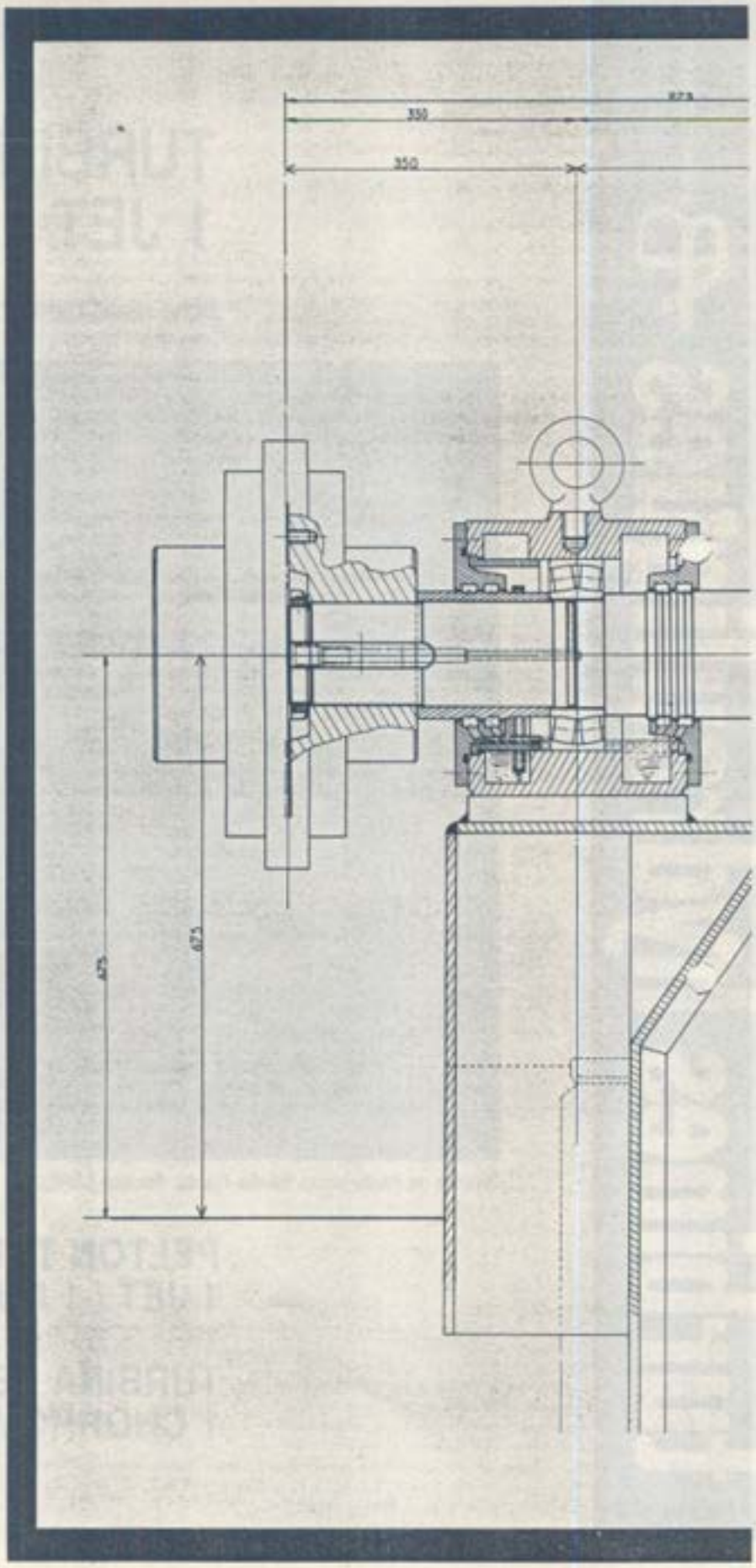
PELTON TURBINE
1 JET / 1 RUNNER

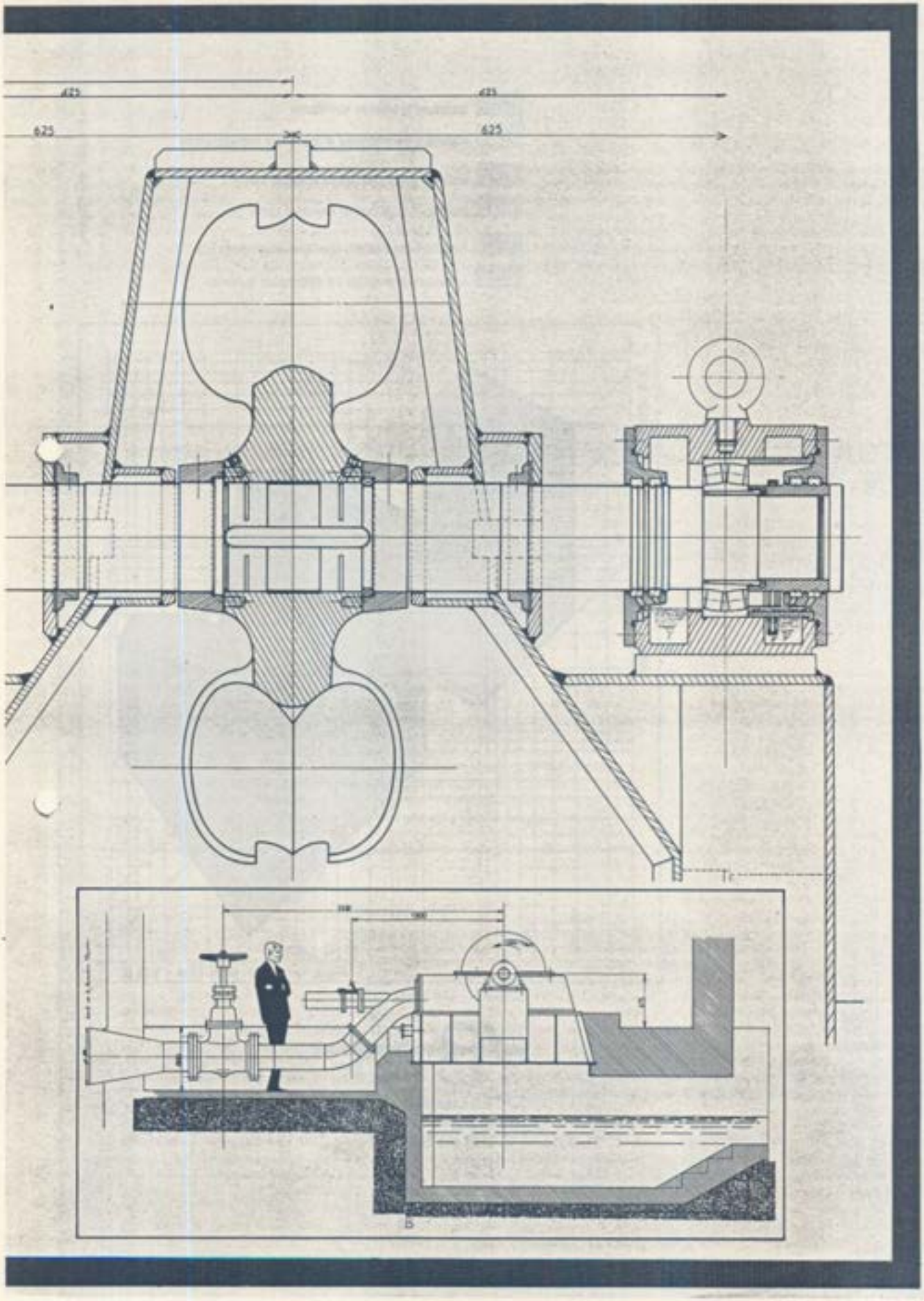
TURBINA PELTON
1 CHORRO / 1 RUEDA

— **Puissance 1114 kw**
— **Vitesse 1015 t/mn**
— **Chute nette 297 m**
— **Débit 0,44 m³/s**
— **Régulation de puissance**
— **Roue en acier inoxydable**
— **Mise en service 1972**

— Out put 1114 Kw
— Speed 1015 r.p.m.
— Net head 297 m
— Discharge 0.44 m³/s
— Power governing
— Runner cast in stainless steel
— Starting date 1972

— *Potencia 1114 Kw*
— *Velocidad 1015 r.p.m.*
— *Salto neto 297 m*
— *Caudal 0.44 m³/s*
— *Regulación de potencia*
— *Rueda de acero inoxidable*
— *Fecha de instalación 1972*




625
625
625

turbines réalisées sur étude

turbines composées d'éléments standardisés

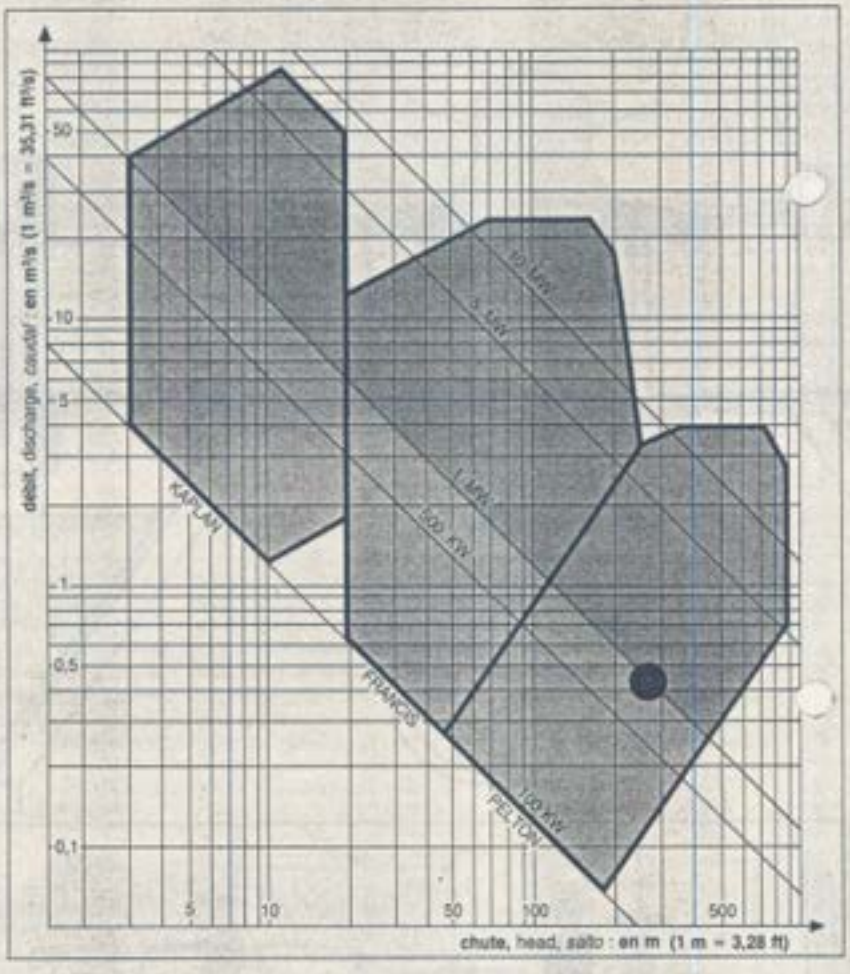
turbines produced after individual study

turbines composed of standard parts

turbinas especiales que requieren estudios

turbinas compuestas de elementos estandar

Pierre Frat conseil - imprimé en France



ateliers bouvier

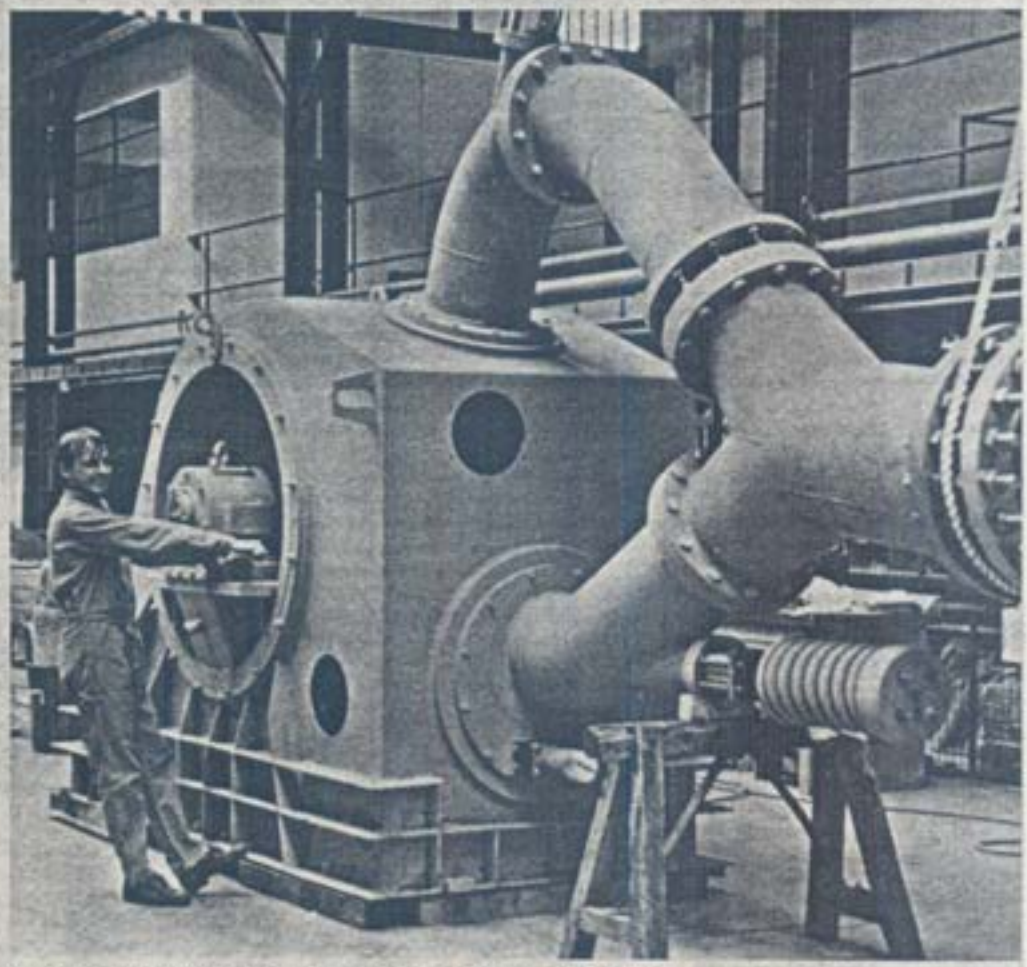
S.A. au capital de 3 262 000 F
53 rue Pierre Semard - 38000 Grenoble/France
Tél. (76) 96.63.36 - Télex 320 194 Bouvier Greno

turbines hydrauliques AB ateliers bouvier

3.3/

TURBINE PELTON 2 JETS / 1 ROUE

fiche réalisation nº 756



Mini Centrale de la Murette - 04850 Jausiers - Mairie de Jausiers - FRANCE

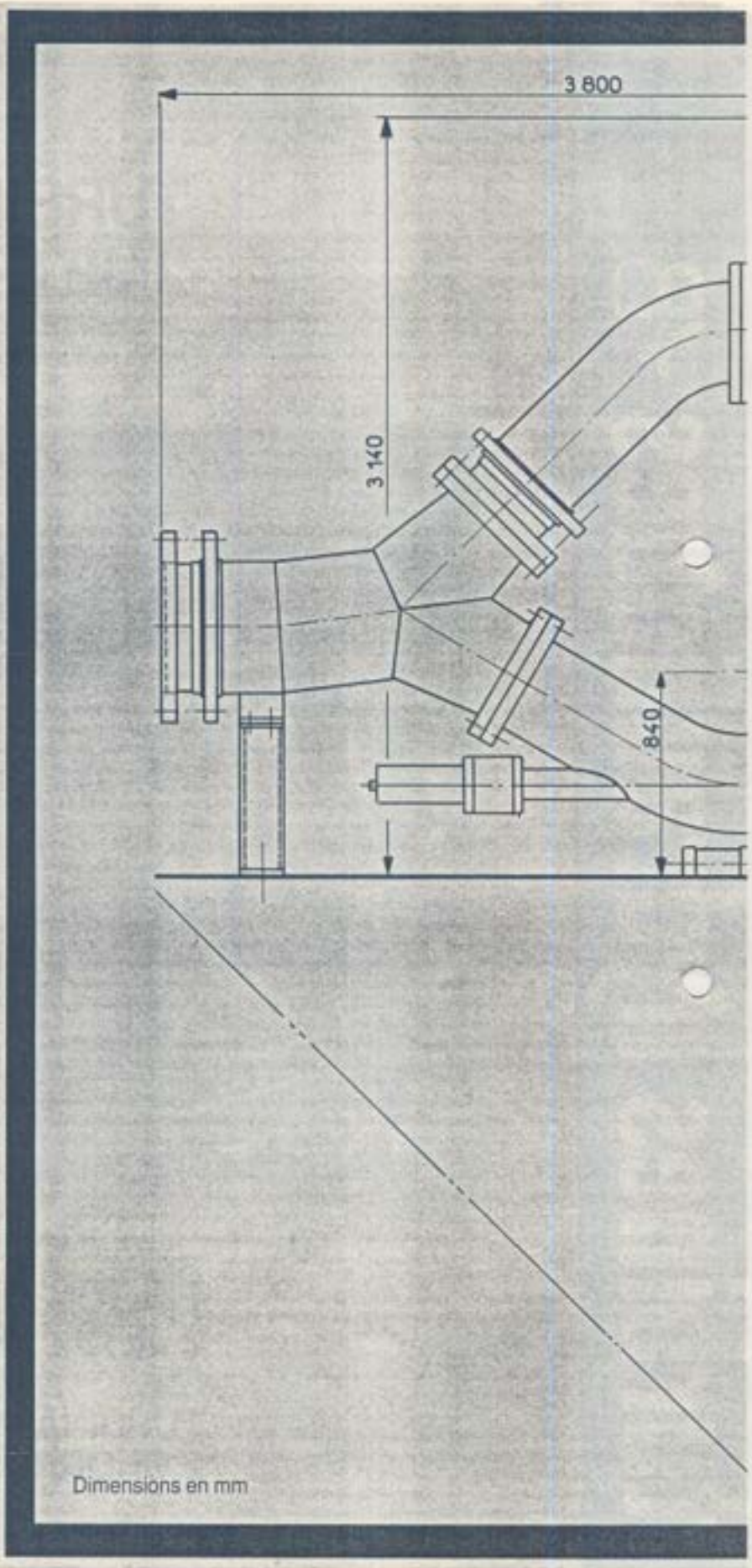
PELTON TURBINE 2 JETS / 1 RUNNER

TURBINA PELTON 2 CHORROS / 1 RUEDA

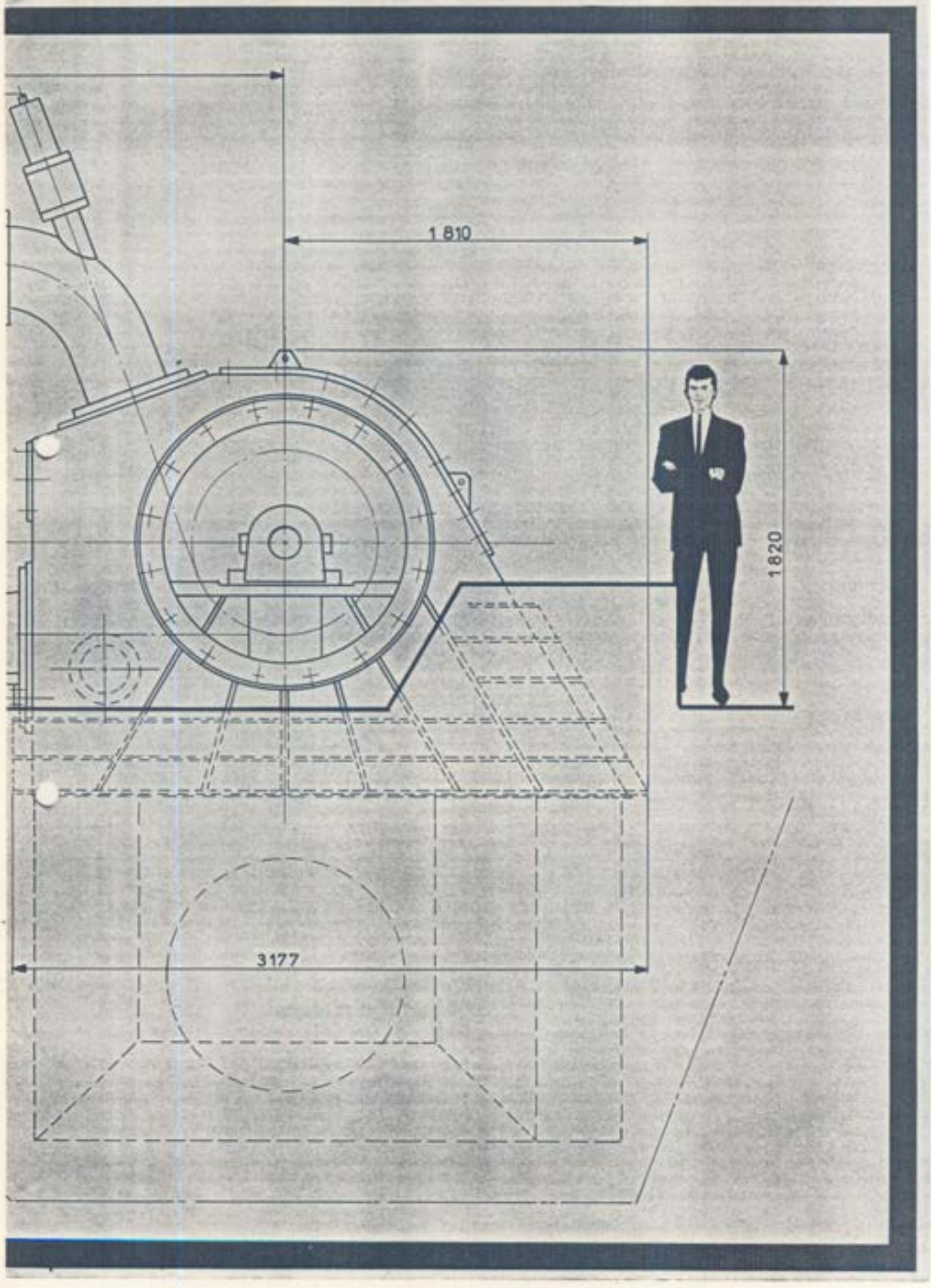
— **Puissance 4106 kw**
— **Vitesse 750 T / mn**
— **Chute nette 320 m**
— **Débit 1,5 m³ / s**
— **Régulation de puissance**
— **Roue en acier inoxydable**
— **Mise en service 1982**

— Output 4106 kw
— Speed 750 rpm
— Net head 320 m (1050 ft)
— Discharge 1.5 m³/s (53 cfs)
— Load regulation
— Runner cast in stainless steel
— Starting date 1982

— *Potencia 4106 kw*
— *Velocidad 750 r.p.m.*
— *Salto neto 320 m*
— *Caudal 1,5 m³/s*
— *Regulación de potencia*
— *Rueda de acero inoxidable*
— *Fecha de instalación 1982*



Dimensions en mm


1 810
1820
3177

turbines réalisées sur étude

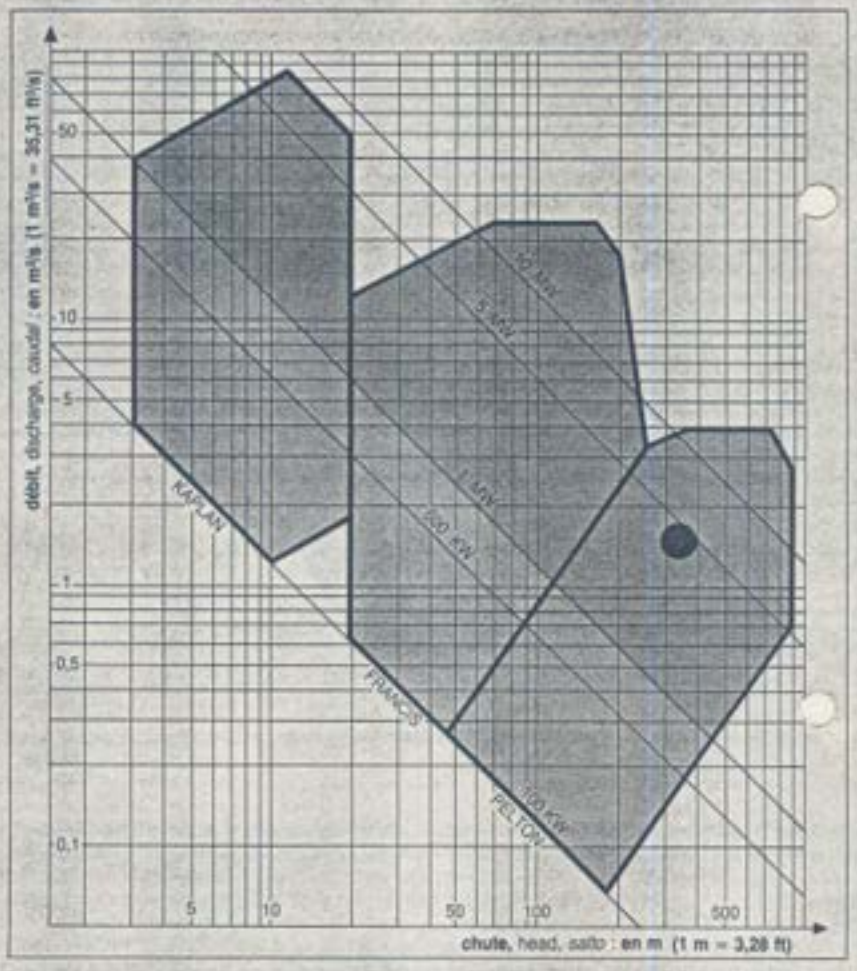
turbines composées d'éléments standardisés

turbines produced after individual study

turbines composed of standard parts

turbinas especiales que requieren estudios

turbinas compuestas de elementos estandar



ateliers bouvier

S.A. au capital de 3 262 000 F
53 rue Pierre Semard - 38000 Grenoble/France
Tél. 76.96.63.36 - Télex 320 194 Bouvier Greno

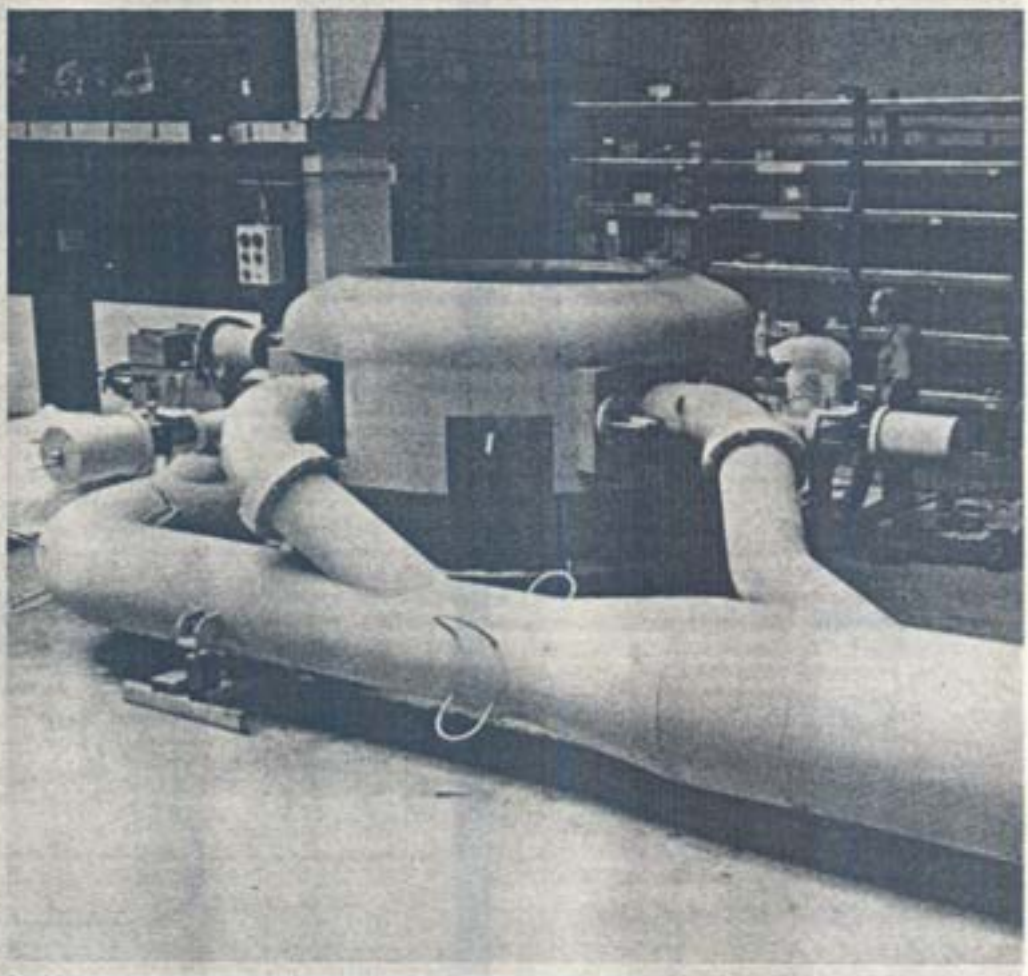
3.36

18 A

turbines hydrauliques AB ateliers bouvier

TURBINE PELTON
4 JETS / 1 ROUE

Fiche réalisation n° 763



Société Hydroélectrique du Doron de Pralognan Prulliet - 73540 La Bathie - France.

PELTON TURBINE
4 JETS / 1 RUNNER

TURBINA PELTON
4 CHORROS / 1 RUEDA

— **Puissance 1358 kw**
— **Vitesse 600 t/mn**
— **Chute nette 134 m**
— **Débit 1,2 m³/s**
— **Régulation de puissance**
— **Roue en acier inoxydable montée en porte à faux sur l'arbre de l'alternateur**

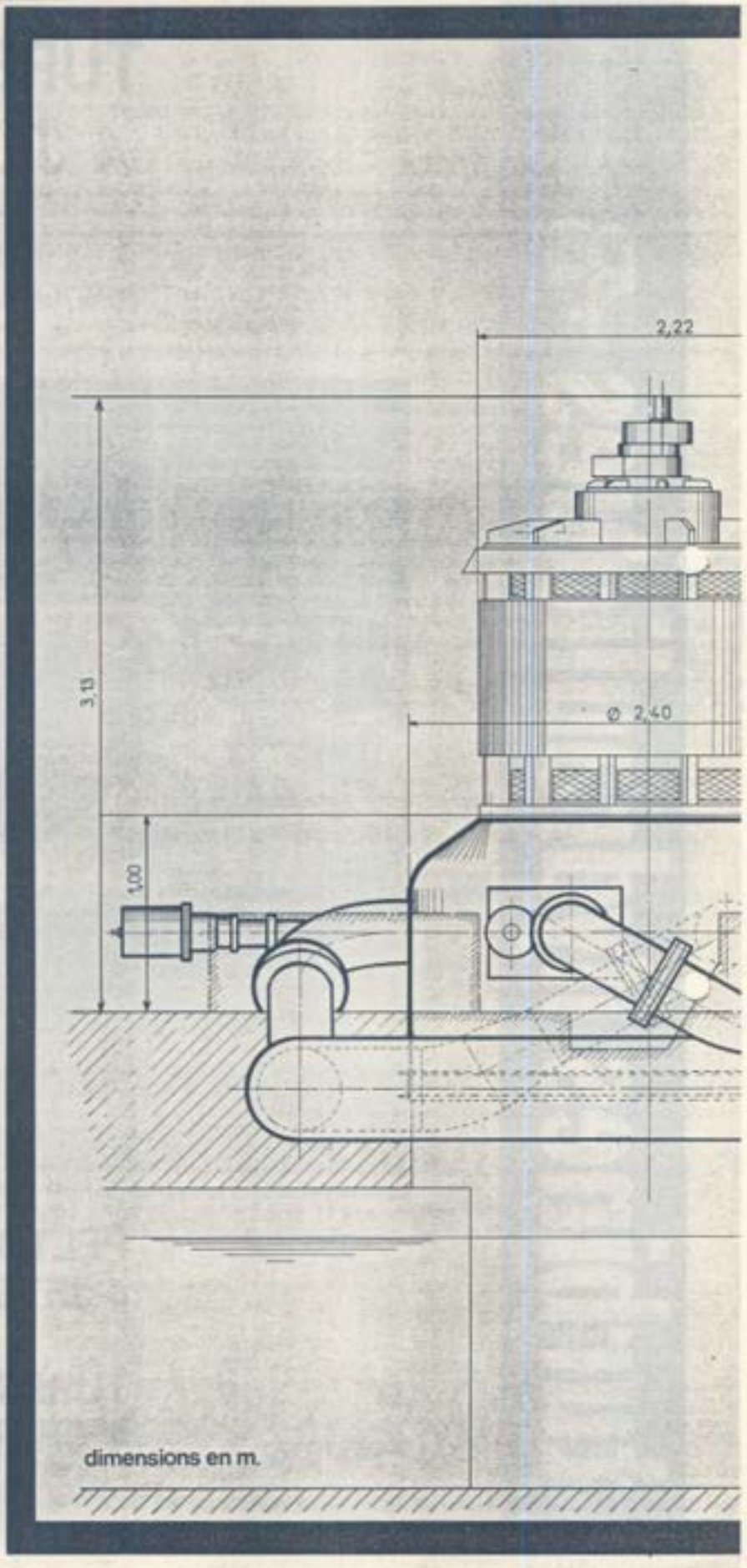
— **Mise en service 1982**

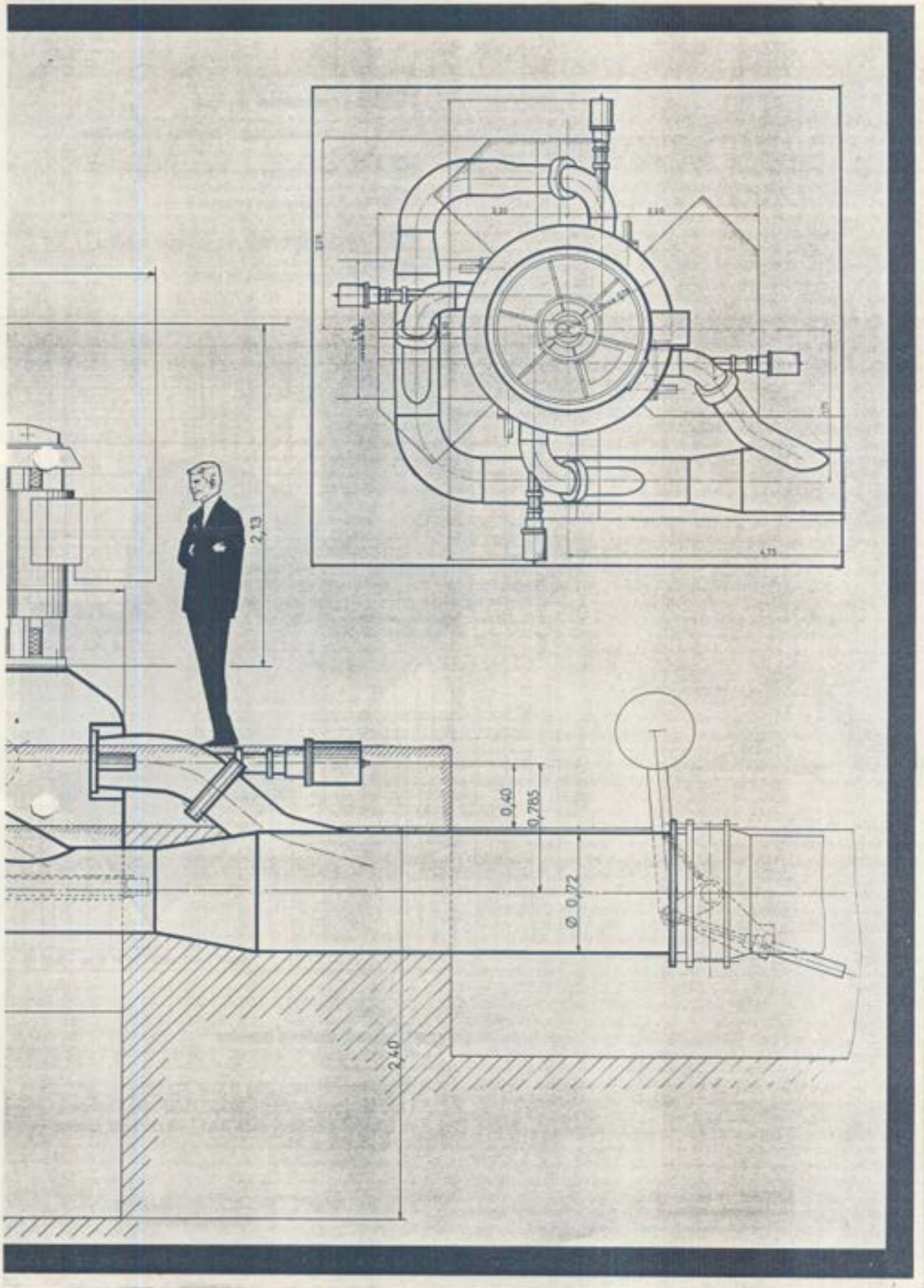
— Out put 1358 kw
— Speed 600 r.p.m.
— Net head 134 m
— Discharge 1.2 m³/s
— Power governing
— Runner cast in stainless steel directly coupled to generator shaft

— Starting date 1982

— *Potencia 1358 kw*
— *Velocidad 600 r.p.m.*
— *Salto neto 134 m*
— *Caudal 1,2 m³/s*
— *Regulación de potencia*
— *Rueda de acero inoxidable colocada sobre el eje del alternator*

— *Fecha de instalación 1982*




2,13
0,40
0,785
Ø 0,72
2,40

turbines réalisées sur étude

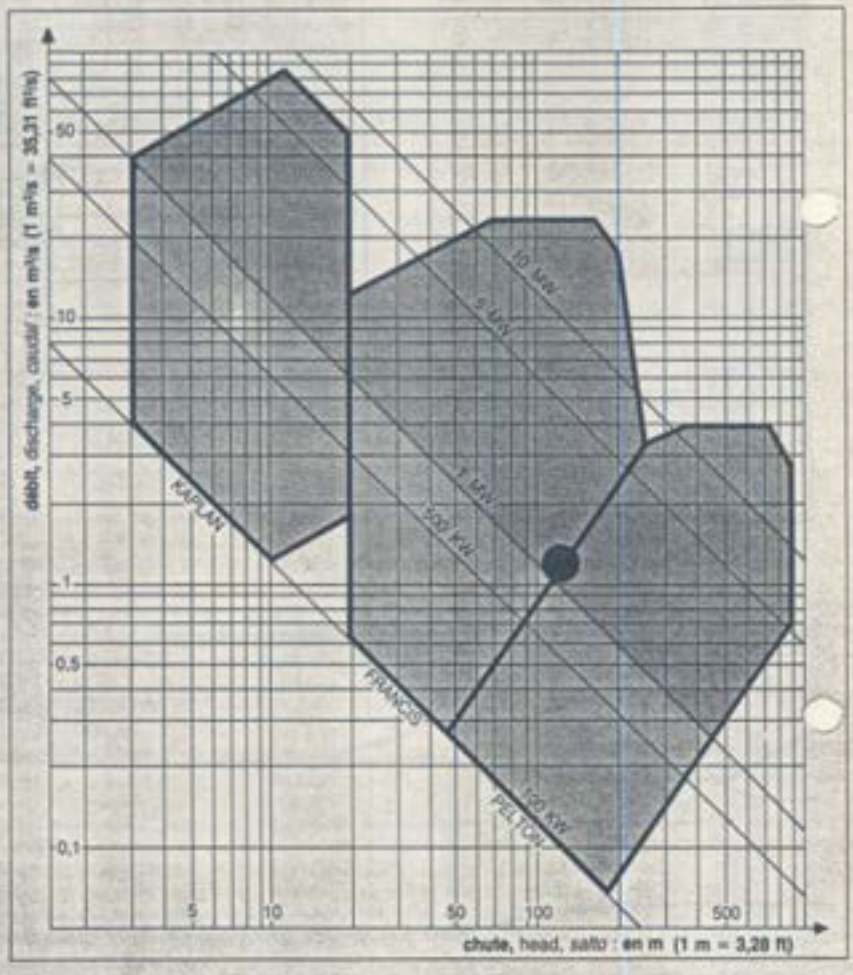
turbines composées d'éléments standardisés

turbines produced after individual study

turbines composed of standard parts

turbinas especiales que requieren estudios

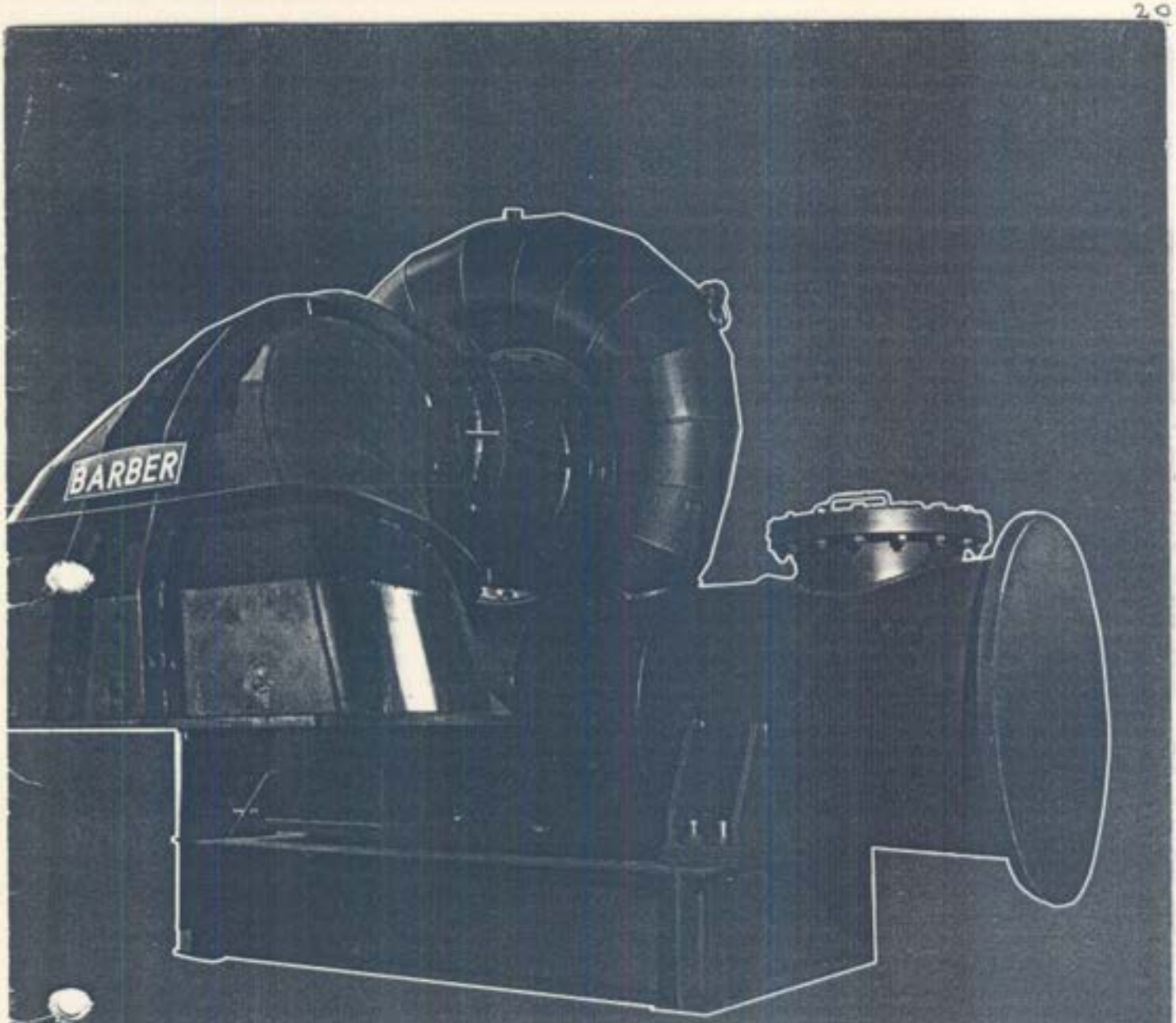
turbinas compuestas de elementos estandar



ateliers bouvier

S.A. au capital de 3 262 000 F
53 rue Pierre Semard - 38000 Grenoble/France
Tél. (76) 96.63.36 - Télex 320 194 Bouvier Greno

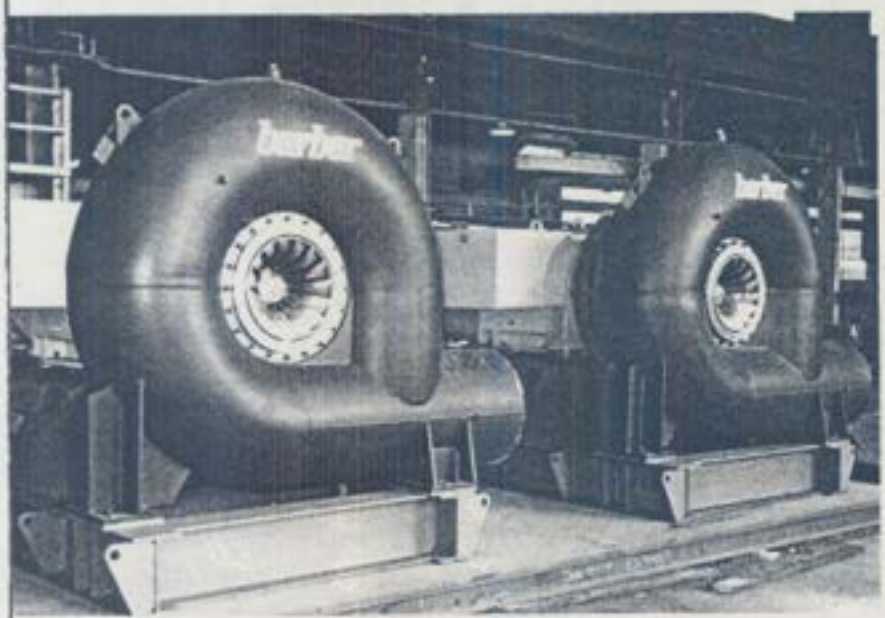
Pierre Frat conseil - imprimé en France



BARBER

WATER POWER PRODUCTS

BARBER: Respected throughout North America.



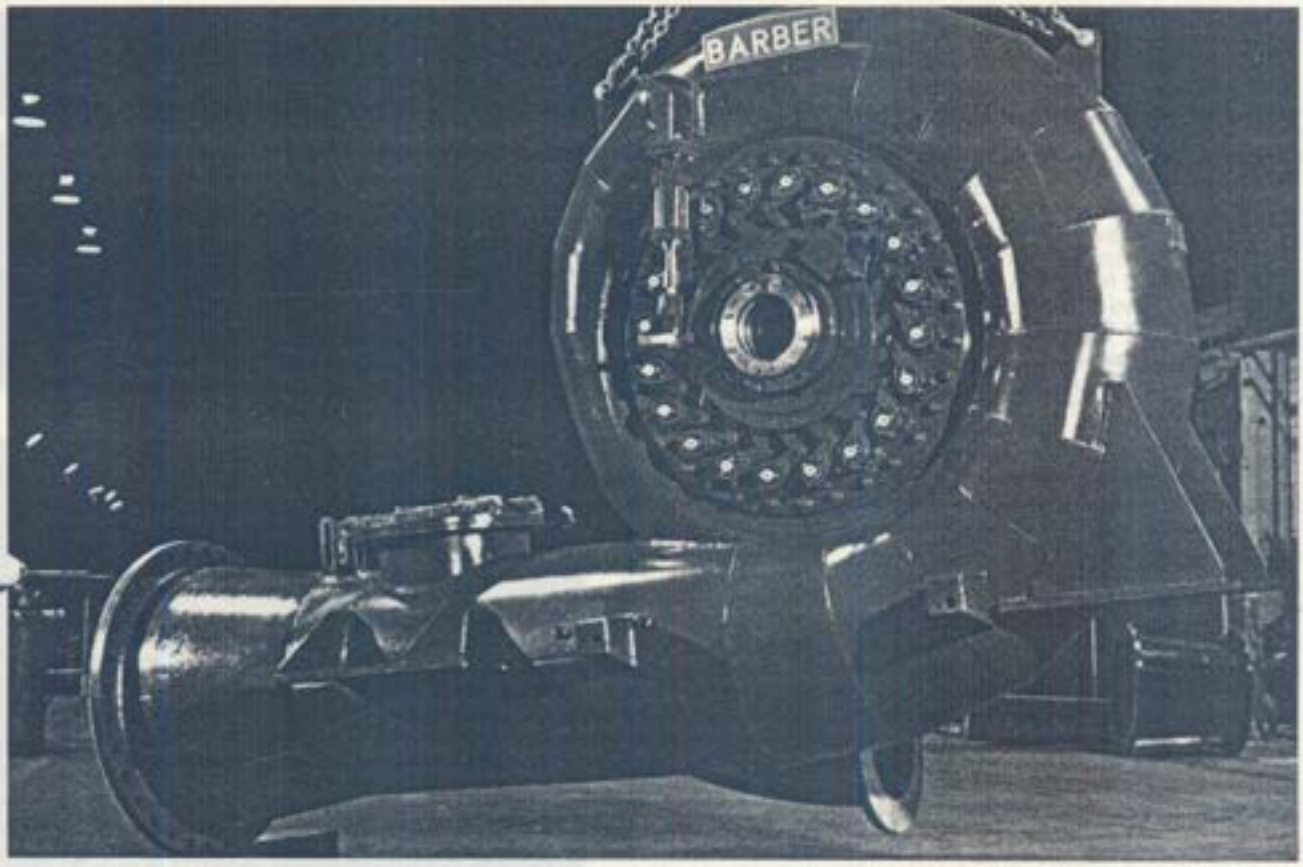
Charles Barber started his small business operation in 1867. Today the name of Barber has become synonymous with small hydro generating systems throughout North America. As designers, manufacturers and refurbishers of small to medium size water turbines, Barber has built its reputation on quality, performance, competitive pricing, and excellent service. To date over 1,100 turbines have been installed bearing the Barber nameplate.

The name "Barber" has seen many owners over the last 120 years. Nevertheless, its reputation for technical leadership has remained unchanged. Barber is committed to maintaining superior quality in both product and service. Barber Water Products Inc. is a privately owned Canadian company with offices in Canada and the United States.

Product Range

The Barber product range is one of the most comprehensive in small hydro generating systems as well as water-to-wire packages. A complete line of Francis, Kaplan, Pelton and propeller turbines ranging from 100 KW to 15,000 KW are available. Barber also provides complete servicing of its products and is equipped to replace or rehabilitate a variety of old and new turbine models.

(Upper left) Morant River - Petroleum Corp Jamaica Two (2) x 140 KW FRANCIS (Lower left) Elliot Chute, 65" Vertical Type Propeller Runner.



The Design

Worldwide, turbines designed and manufactured by Barber have proven to be reliable, powerful and efficient. Accessability to external engineering sources provides Barber with the information it needs to design and produce top quality turbine equipment. Computer programs have also been developed to provide engineering and manufacturing support in turbine design and runner selection, performance calculations, stay ring stress analysis and plate development for spiral case and draft tube segment fabrication.

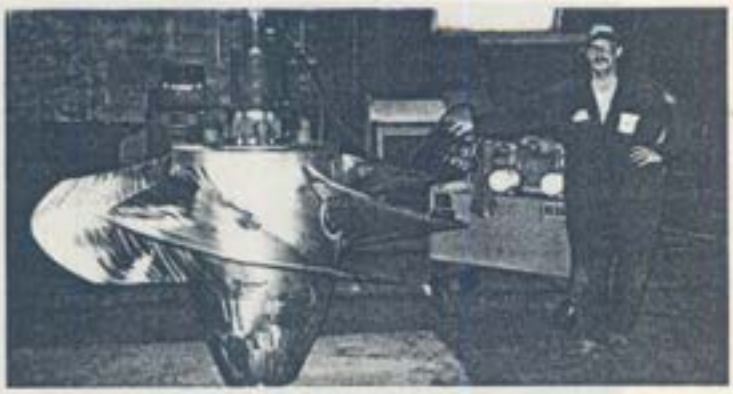
(Top) A 2.25 MW horizontal Francis turbine.

The Product

The Barber product line is divided into three distinct segments:

Complete turbines: Barber presently designs new hydraulic generating equipment and provides rehabilitation on equipment which requires replacement parts and updating. The Company offers a full range of products for small, medium and high head conditions up to a 100-inch throat diameter.

Replacement runners: Barber has developed an enviable record for success in the area of runner replacement. Barber offers both one-piece and all fabricated runners which yield higher energy outputs. Runners are also available in a variety of materials including cast iron, bronze, carbon and stainless steel.



(Top) Stillwater - vertical double regulated Kaplan - 2800 h.p. (Below) Crystal Creek - Sault Ste. Marie, Ontario, 300 KW Vertical Francis pressure case.

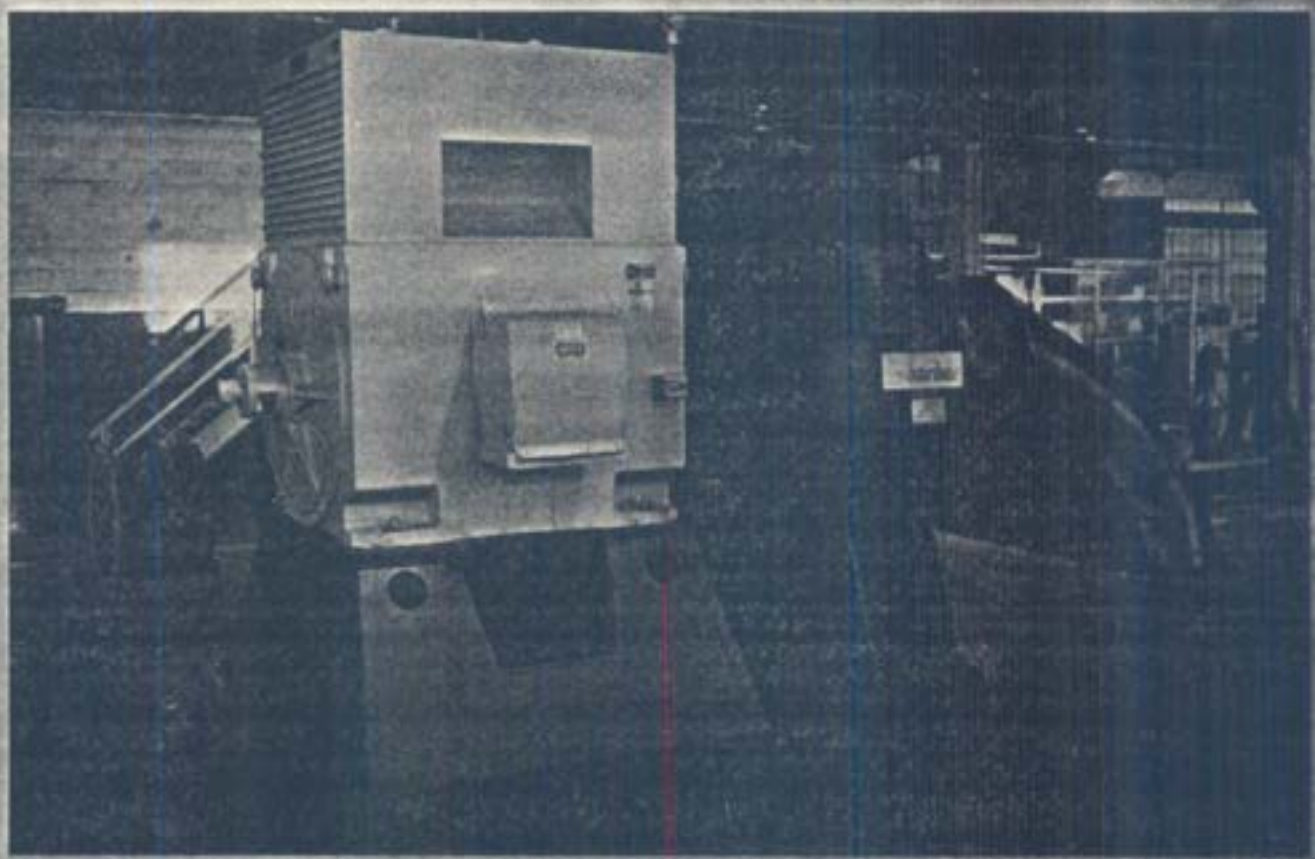
Rehabilitation

Rehabilitation is the lower cost alternative to purchasing a new unit. For a customer who needs more than the runner, Barber can completely rebuild old turbines and replaces only those parts which are necessary.

Quality

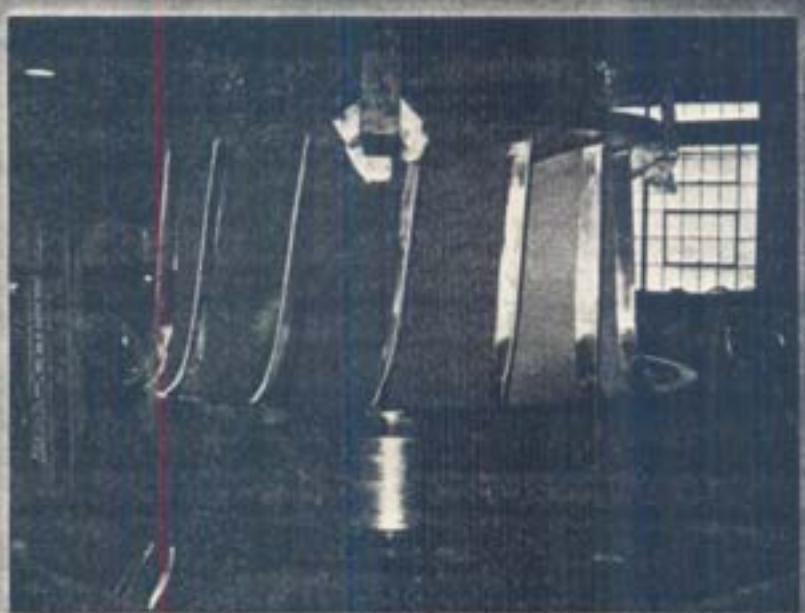
Barber quality is second to none. Quality is foremost at every production stage of a Barber product. Before shipping, the finished product is tested in the laboratory to ensure top quality and performance.

Our reputation is built on quality, service & reliability



Auxiliaries

Customers are offered a number of auxiliaries to go with a turbine. Generators can be synchronous or asynchronous, horizontal or vertical, geared or direct drive. Governing systems can range from basic to very complex, from a simple oil relay type governor to a multi-channel analog electronic system or a completely programmable digital system. Switchgear and control systems can be tailored to suit the installation from a single cell to a multiple cell line-up of metal-enclosed or metal-clad switchgear.



(Top) Fall River - Nova Scotia, 500 KW Horizontal Francis Turbine/Generator Package. (Below) Long Shoals - 72.5 inch throat - vertical shaft.

INT. No. 0

barber HYDRAULIC TURBINE LTD.

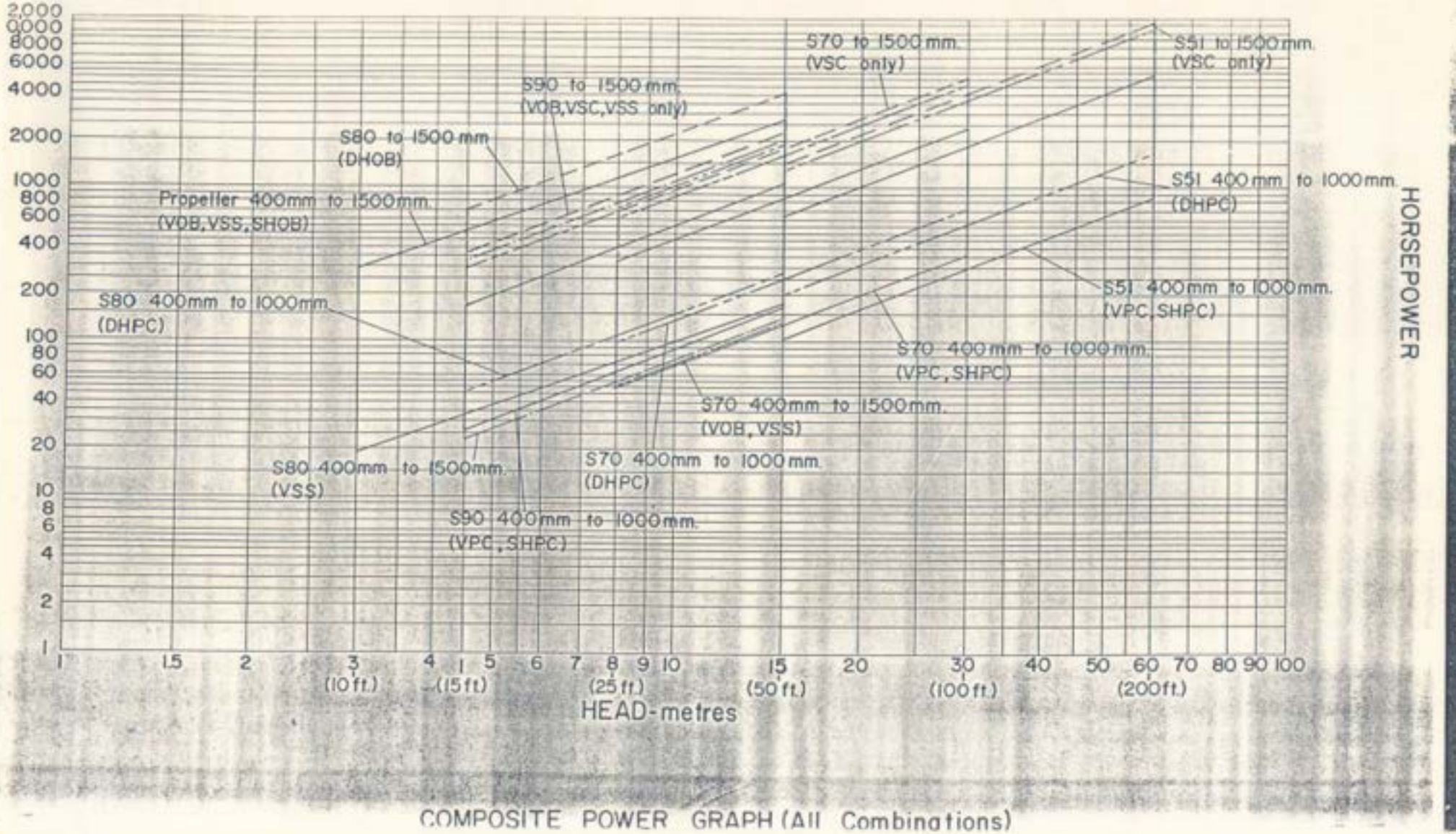
Manufacturing Plant and Main Office:
Barber Point, Box 340, Port Colborne, Ontario, Canada L3K 5W1
Telephone: (416) 834-0303; Telex: 061-5434

STANDARD TURBINE ARRANGEMENTS No. 0
Introductory Notes

- Renewed interest in smaller water power developments has accelerated Barber's plan to produce a variety of standard design turbine arrangements to augment its ongoing traditional field of custom designed turbines in small to medium sizes.
- Nine standard turbine arrangements were selected and all are based upon traditional, well-proven designs of the past, modified wherever indicated to incorporate modern technology. Separate technical sheets provide power and dimensioning data for each of the following: –

  1. Vertical Open Bulkhead
  2. Vertical Pressure Case
  3. Vertical Semi Scroll
  4. Vertical Scroll Case
  5. Single Horizontal Open Bulkhead
  6. Single Horizontal Pressure Case
  7. Single Horizontal Scroll Case
  8. Double Horizontal Open Bulkhead
  9. Double Horizontal Pressure Case

  The numerical data given on each technical sheet are approximate in some circumstances and all are subject to possible design change from time to time.
- Each of the nine arrangements is designed for eight to thirteen different sizes of runner (turbine water wheel) and for two or more types of runner thus providing a wide variety of standard turbines to suit individual site conditions while at the same time offering savings in final costs coupled with earlier delivery. The fact that Barber has established such a variety is indicative of the conclusion that there is no common solution for all conditions. Some experience in the smaller hydraulic field is desirable in making a final selection and Barber engineers should be consulted in many circumstances.
- Barber Standard Turbines, when assembled with a gear-box, electric generator, governor, inlet valve and connection, constitute "Canada Frontier Mini-Hydel Sets". All such sets are supplied by and through Canada Frontier Water & Power Ltd., which has the same Corporate Head Office address as that shown hereon. While the turbine will generally be manufactured completely in Canada, the other components will not necessarily be of Canadian manufacture. Canada Frontier is also the normal supplier of all Barber products except within Canada and the continental USA and thus export enquiries should be directed as indicated above in this paragraph.
- It is to be noted that the Company has changed from English Units to SI Units (Metric) to the extent practicable. It will be some time yet before a complete change-over can be achieved because North American practice still uses E.U. in turbine design data as well as in most materials, components and auxiliary equipment. In the data sheets, the Barber Series Numbers for runners (e.g. S90) are related to Specific Speeds in E.U. To obtain Specific Speed in Metric Units one should multiply by 4.45.
- Barber Standard Turbines will generally cover the power range up to about one quarter of Barber's custom design range and the ranges for the Standard Turbines are shown in the chart on the reverse of this sheet. There may be exceptions when a custom design should be recommended and Barber reserves the right to do so whenever conditions so indicate.



COMPOSITE POWER GRAPH (All Combinations)

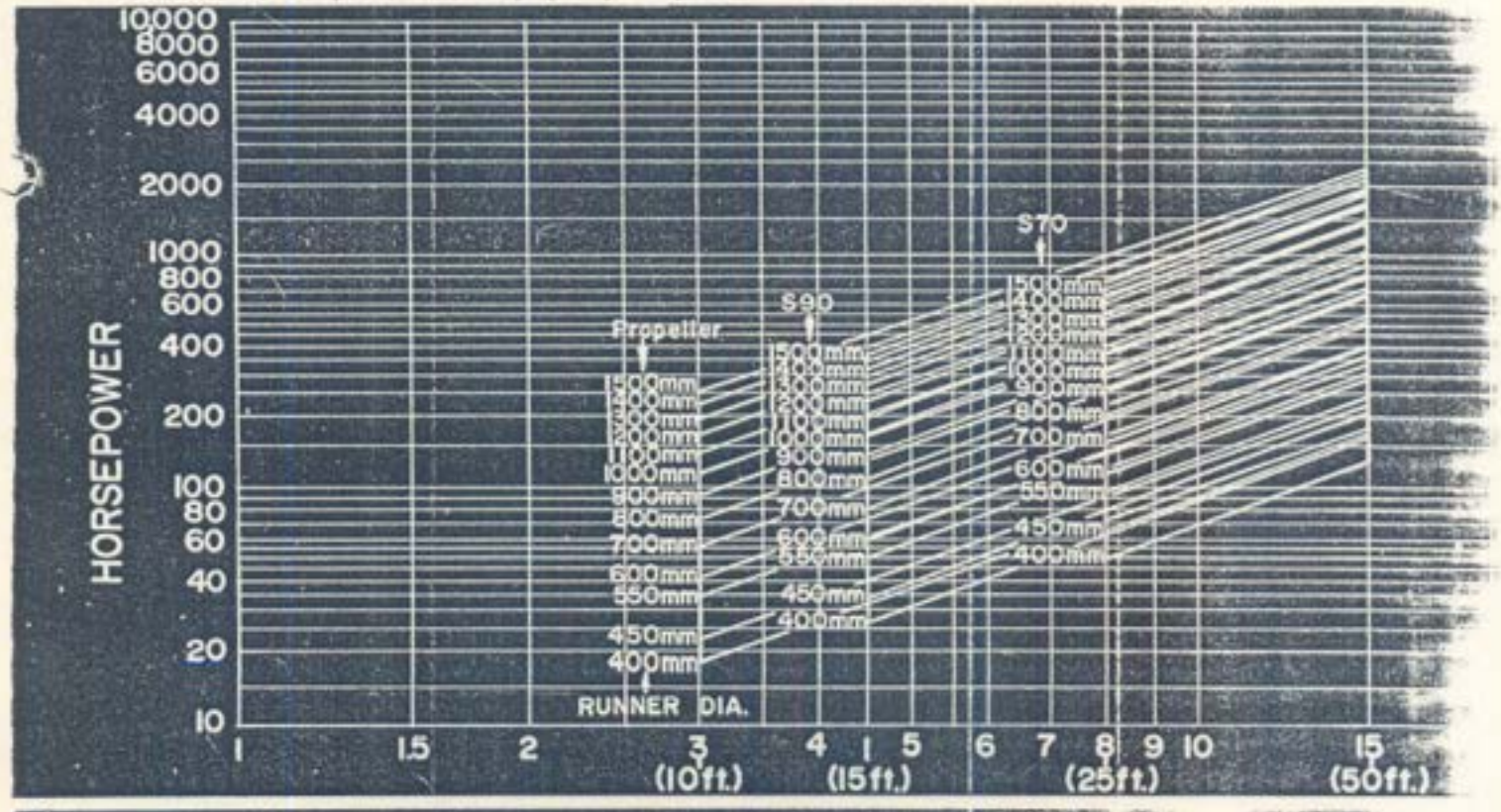
barber HYDRAULIC TURBINE LTD.

Manufacturing Plant and Main Office:
Barber Point, Box 340, Port Colborne, Ontario, Canada L3K 5W1
Telephone: (416) [illegible]

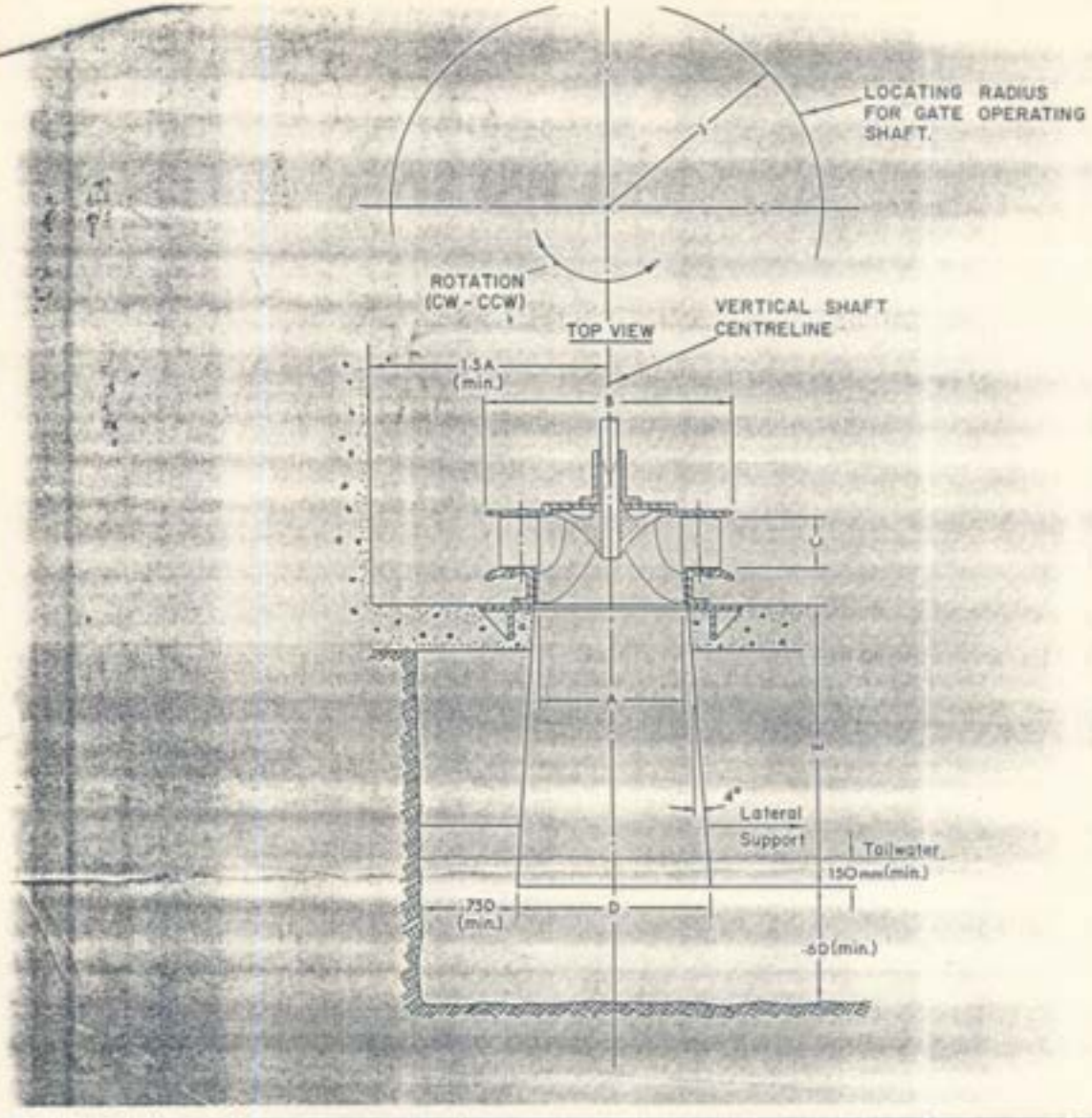
STANDARD TURBINE ARRANGEMENT NO. 1: Vertical Open Bulkhead

- A traditional method of developing low head water powers.
- Excellent accessibility to the installed turbine equipment.
- Though structural concrete requirements are sometimes more extensive than for other arrangements, that disadvantage is often offset by the simplicity of the structure and the equipment.
- Simpler construction skills required because of the above structural simplicity.
- Lowest turbine cost of all arrangements, although mechanical power transmission to an electric generator or to other machinery may sometimes cost more than for horizontal arrangements.
- Special attention will be needed by our engineers in establishing the height of the turbine above tail water level for either a propeller or a Francis runner.
- A straight conical draft tube is normally used with the VOB arrangement. Certain special redesign is required if an elbow draft tube is needed to reduce depth requirements.
- The VOB arrangement should be considered for: – small isolated or base-load hydro-electric installations with either direct-coupled or gear-driven generators; mechanical drives including pumping; replacement turbines to enhance capabilities.
- The chart on this page shows the power outputs at different heads over the range of runner sizes available within the standard design scope. Larger units can be provided as a custom design.
- The outline drawing on the reverse hereof illustrates the equipment and its setting. The associated table provides dimensional data including an indication of the allowable increase in the draft tube divergence angle which, however, must be reviewed by our engineers in each circumstance.

HEAD-metres. Composite Power Graph (VOB) – Propeller and Francis Runners.



© 1978 Barber Hydraulic Turbine Ltd.



RUNNER DIA. - A millimeters (inches)	B	C (min.)	C (max.)	D Prop.	D S70	D S90	E Prop.	E S70	E S90	J	TOTAL TURBINE WEIGHT
1500(59.06)	2700	572	675	3000	2490	2625	6550	5670	6405	1500	29000
1400(55.12)	2520	533	630	2800	2324	2450	7980	5292	5978	1396	26450
1300(51.18)	2340	495	585	2600	2158	2275	7410	4914	5551	1295	24000
1200(47.24)	2160	457	540	2400	1992	2100	6840	4536	5124	1192	21800
1100(43.31)	1980	418	495	2200	1826	1925	6270	4158	4697	1090	19800
1000(39.37)	1800	381	450	2000	1660	1750	5700	3780	4270	984	18000
900(35.43)	1620	343	405	1800	1494	1575	5130	3402	3843	885	16350
800(31.50)	1440	305	360	1600	1328	1400	4560	3024	3416	787	14950
700(27.56)	1260	267	315	1400	1162	1225	3990	2646	2990	689	13700
600(23.62)	1080	229	270	1200	996	1050	3420	2268	2562	590	12650
550(21.65)	990	209	248	1100	913	963	3135	2079	2349	541	12200
450(17.72)	810	172	203	900	747	788	2565	1701	1922	443	11450
400(15.75)	720	152	180	800	664	700	2280	1512	1708	394	11100

LEGEND (Dimensions in millimeters) (Weights in pounds.)

©1978 Barber Hydraulic Turbines

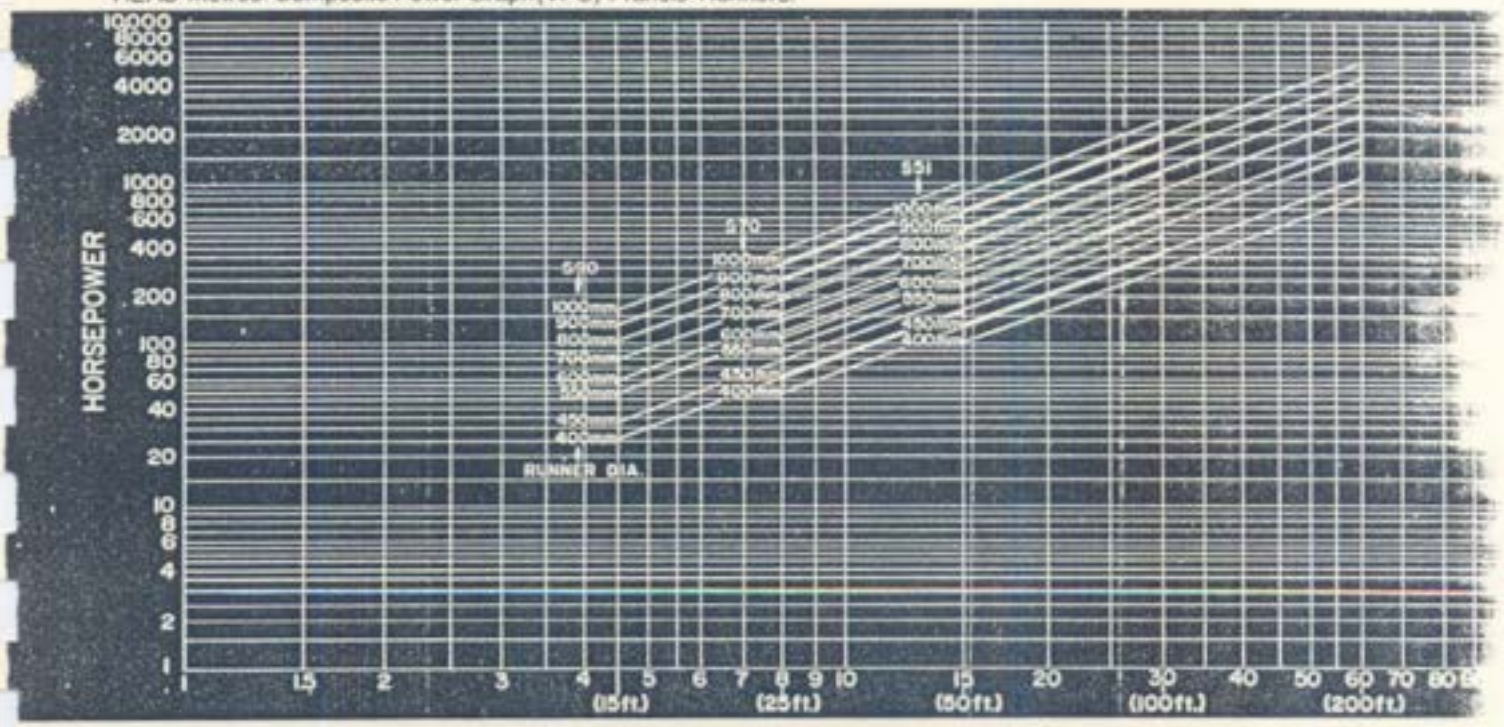
barber HYDRAULIC TURBINE LTD.

Manufacturing Plant and Main Office:
Barber Point, Box 340, Port Colborne, Ontario, Canada L3K 5W1
Telephone: (416) 834-9300, Telex: 001-5424

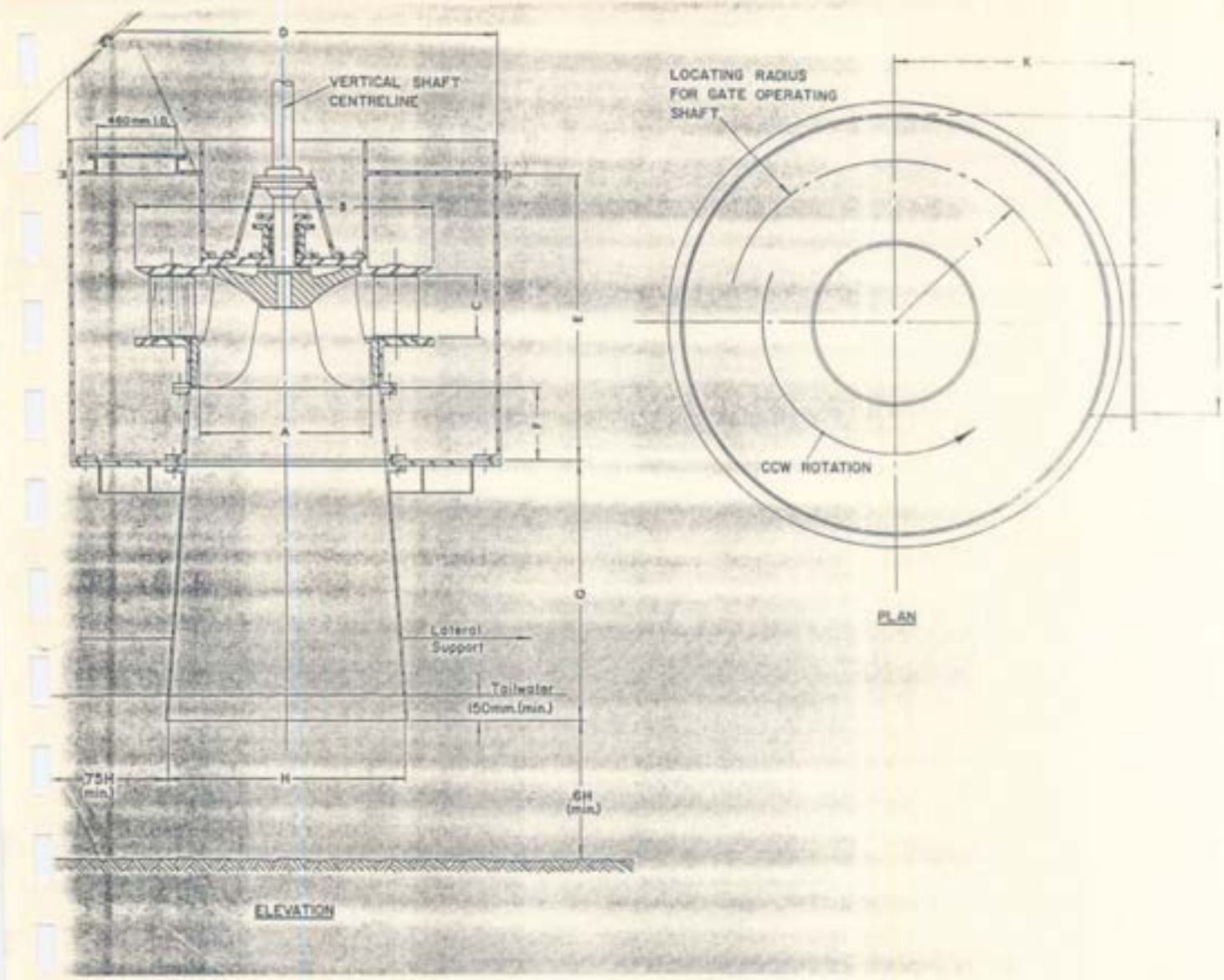
STANDARD TURBINE ARRANGEMENT NO.2: Vertical Pressure Case.

- Suited for small to medium capacity installations up to about 5,500 HP in the medium head range to 60 metres. Larger sizes requiring some design modifications can be supplied to meet special conditions.
- When a vertical shaft is required, the VPC arrangement will frequently provide the most economical overall installed cost.
- There are three runner design choices for this arrangement. All of them are Francis runners with the maximum throat diameter limited to 1000 mm to keep the pressure case size within normal regulatory limits for transportation.
- The VPC arrangement generally requires permanently installed overhead lifting equipment for servicing and maintenance.
- The choice of three specific speeds and other design features combine to provide efficiences and cavitation resistance representative of modern large turbine practice.
- The VPC arrangement should be considered for: – isolated or primary units in small systems; auxiliary or plant service applications for larger hydro-electric stations; industrial power recovery; direct mechanical drive applications; remote automatic plants for storage dams for local services.
- The equipment arrangement is conventional, conservative and well proven by many past installations. Design advances have been made wherever judged applicable.
- The chart on this page shows power outputs at different heads over the range of runner sizes available within the standard design scope.
- The outline drawing on the reverse hereof illustrates the equipment and its setting. The associated table provides dimensional data including an indication of the allowable increase in the draft tube divergence angle which, however, must be reviewed by our engineers in each circumstance.

HEAD-metres. Composite Power Graph(VPC)-Francis Runners.



© 1978 Barber Hydraulic Turbine Ltd.



RUNNER A - A Millimeters (Inches)	B	C Max. S90	C Min. S51	D	E	F	G S90	G S70	G S51	H S90	H S70	H S51	J	K	L	Total Turb. weight(less shaft cone)	Total Turb. weight(with shaft cone)
1000(39.37)	1800	381	274	2500	1900	432	4270	3780	3519	1750	1660	1442	984	1350	1800	13000	19500
900(35.43)	1620	343	247	2250	1710	389	3843	3402	3167	1575	1494	1298	885	1225	1620	10200	15000
800(31.50)	1440	305	219	2000	1520	346	3416	3024	2815	1400	1328	1154	787	1100	1440	7900	11250
700(27.56)	1260	267	192	1750	1330	302	2989	2646	2463	1225	1162	1009	689	975	1260	5900	8100
600(23.62)	1080	229	164	1500	1140	260	2562	2268	2111	1050	996	865	590	850	1080	4250	5550
550(21.65)	990	210	151	1375	1045	238	2349	2079	1935	962	913	793	541	743	990	3500	4500
450(17.72)	810	171	123	1125	855	194	1921	1701	1584	788	747	649	443	663	810	2275	2750
400(15.75)	720	152	110	1000	760	173	1708	1512	1407	700	664	577	394	600	720	1725	2050

LEGEND (Dimensions in millimeters)(Weights in pounds)

Designers, Manufacturers and Rebuilders of Hydraulic Turbine Equipment since 1867.

©1979 Barber Hydraulic Turbine Ltd.

barber HYDRAULIC TURBINE LTD.

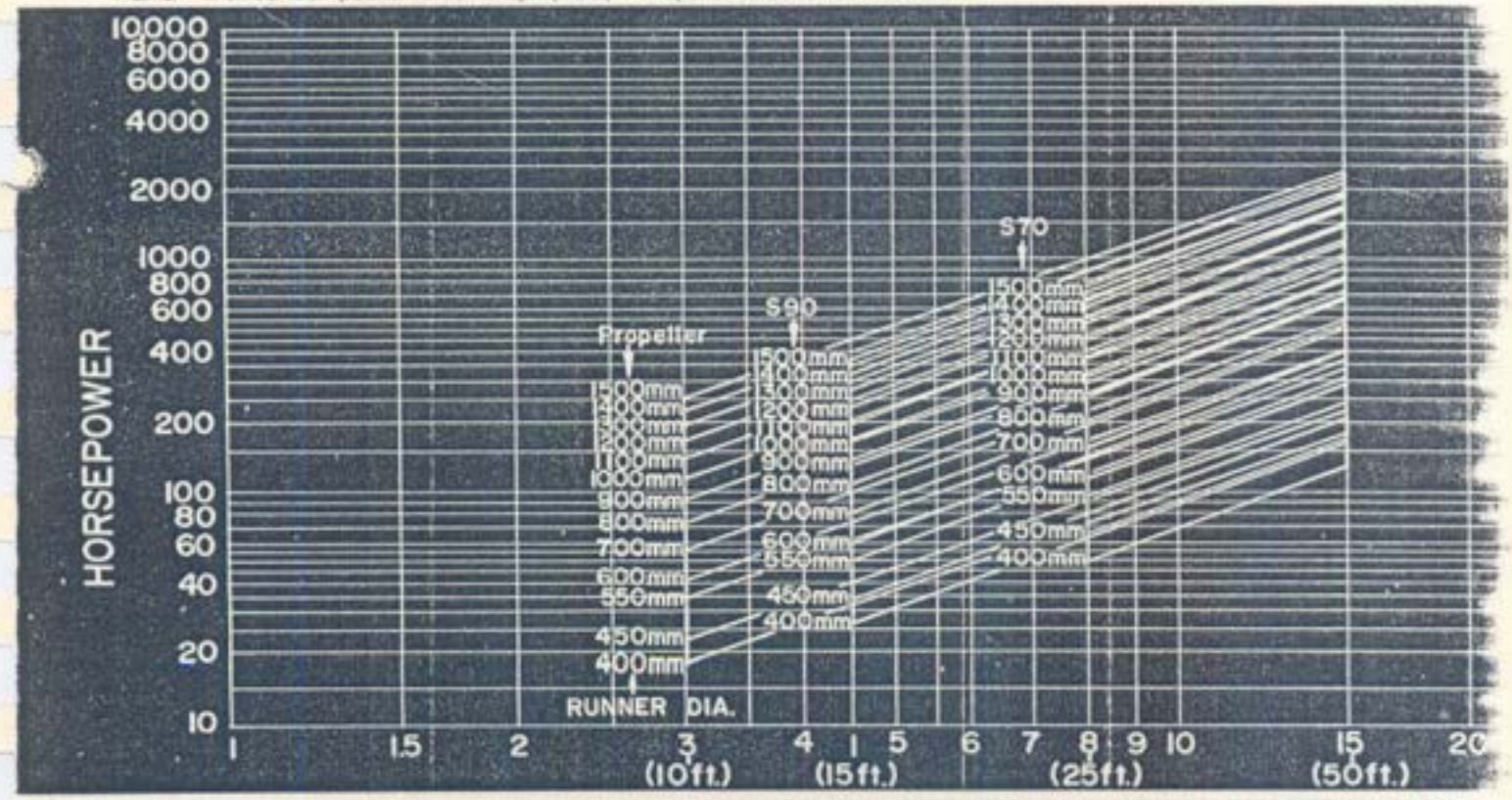
Manufacturing Plant and Main Office:
Barber Point, Box 340, Port Colborne, Ontario, Canada L3K 5W1
Telephone: (416) 831-0303, Cable: Barturbine-Toronto

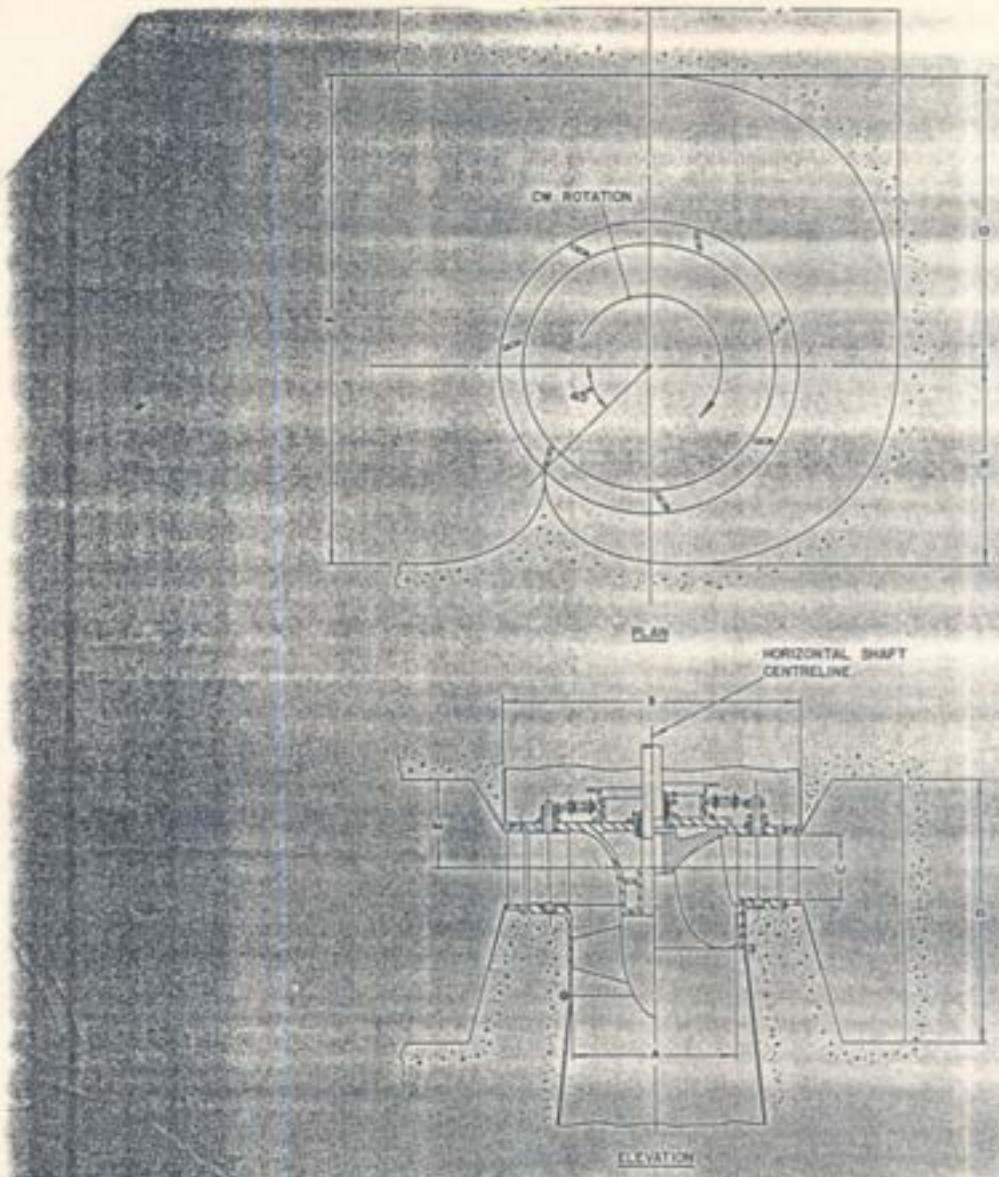
Corporate Head Office:
Suite 210, 65 Queen St. W., Toronto, Ontario, Canada M5H 2M5
Telephone: (416) 363-4929, Telex: 065 29926

STANDARD TURBINE ARRANGEMENT NO. 3: Vertical Semi-Scroll.

- A contemporary arrangement routinely utilized on low to medium-head developments.
- Other than for the smaller sizes in the lowest head range, a steel liner is generally set into the concrete to ensure a water-tight seal and to assist in the construction of the concrete formwork.
- It is a common practice to locate the powerhouse at one end of the dam structure to keep the length of the water passage to a minimum, thus reducing construction costs. It also assists in speed regulation.
- Standard design draft tubes are not included with the VSS arrangement because they will vary considerably with size and site conditions. Generally speaking the smaller sizes will use a straight conical tube in concrete or with a steel liner. The larger sizes would normally require an elbow-type draft tube to permit lowering the elevation of the turbine for both cost and operating reasons.
- The hydraulic efficiencies obtained and the resistance to cavitation are representative of modern large turbine practice.
- The chart on this page shows power outputs at different heads over the range of runner sizes available within the standard design scope.
- Runners of differing hydraulic characteristics can be supplied to assist in matching available synchronous speeds for those installations requiring direct-coupled generators.
- The outline drawing on the reverse hereof illustrates the equipment and its setting within the normal limits for powerhouse sizing and unit spacing. Some deviations can be accepted but our approval should be obtained before making the change. The tabulated dimensional data are appropriate for preliminary sizing.
- The weight data in the table do not include steel scroll case liners or steel draft tube liners because sometimes they will not be required and also their design will vary considerably with site conditions. The shaft weight is excluded because its designs also will vary with site conditions.

HEAD – metres. Composite Power Graph (VSS) – Propeller and Francis Runners.





RUNNER DIA. - A millimetres (inches)	B	C (Min.)	C (Max.)	D	E	F	G	H	J	Total Turbine Weight
1500(59.06)	2607	572	675	2400	500	4500	2700	1800	2250	19000
1400(55.12)	2433	533	630	2240	467	4200	2520	1680	2100	16500
1300(51.18)	2260	495	585	2080	434	3900	2340	1560	1950	13750
1200(47.24)	2086	457	540	1920	400	3600	2160	1440	1800	11300
1100(43.31)	1912	418	495	1760	367	3300	1980	1320	1650	9150
1000(39.37)	1738	381	450	1600	334	3000	1800	1200	1500	7250
900(35.43)	1564	343	405	1440	300	2700	1620	1080	1350	5600
800(31.50)	1390	305	360	1280	267	2400	1440	960	1200	4200
700(27.56)	1217	267	315	1120	234	2100	1260	840	1050	3150
600 (23.62)	1043	229	270	960	200	1800	1080	720	900	2150
550(21.65)	956	209	250	880	184	1650	990	660	825	1750
450(17.72)	782	172	205	720	150	1350	810	540	675	1070
400(15.75)	695	152	180	640	134	1200	720	480	600	800

LEGEND (Dimensions in millimetres)(Weights in pounds)

barber HYDRAULIC TURBINE LTD.

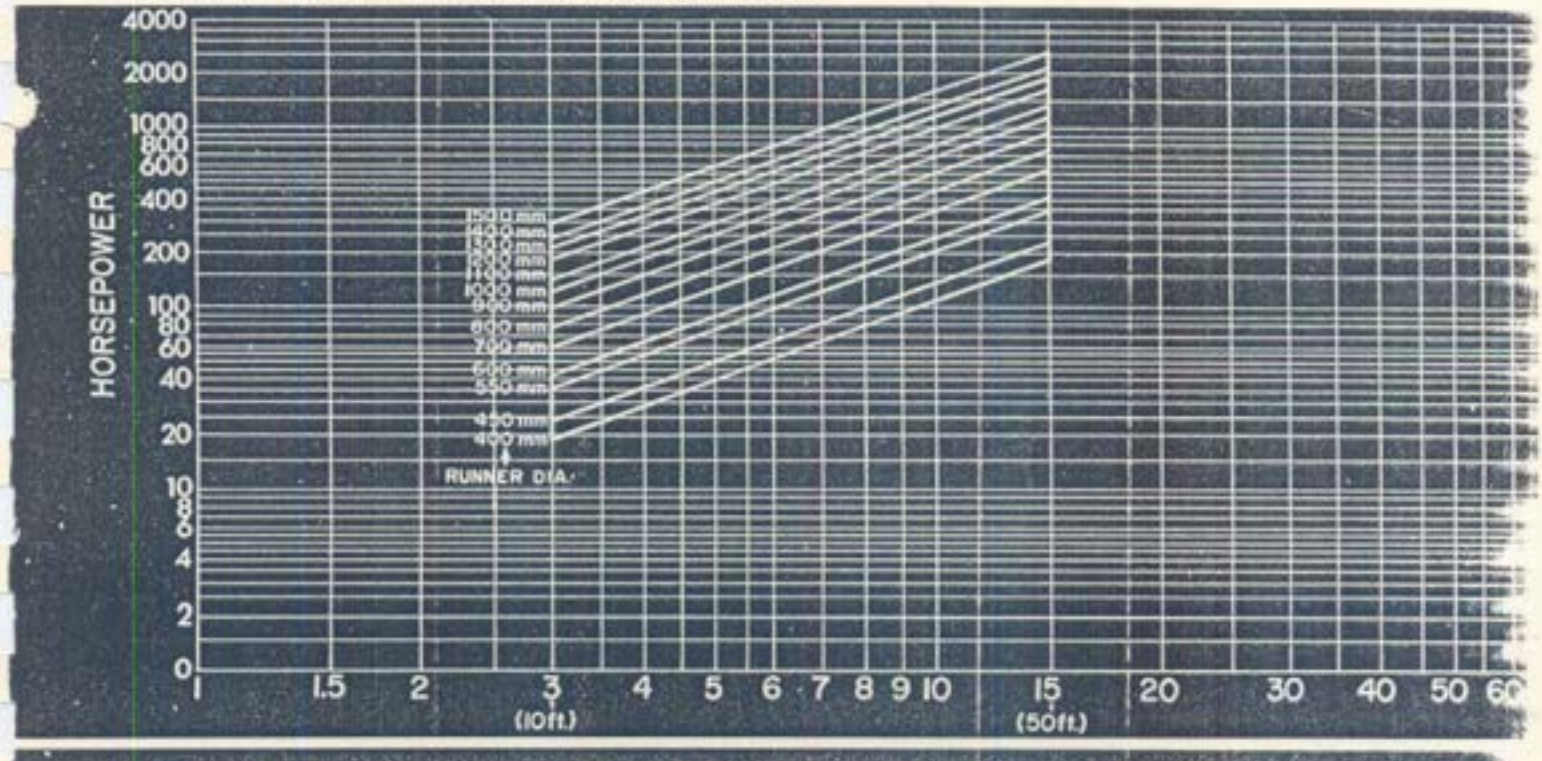
Manufacturing Plant and Main Office:
Barber Point, Box 340, Port Colborne, Ontario, Canada L3K 5W1
Telephone: (416) ~~834-9303, Cable: Barturbine Toronto~~

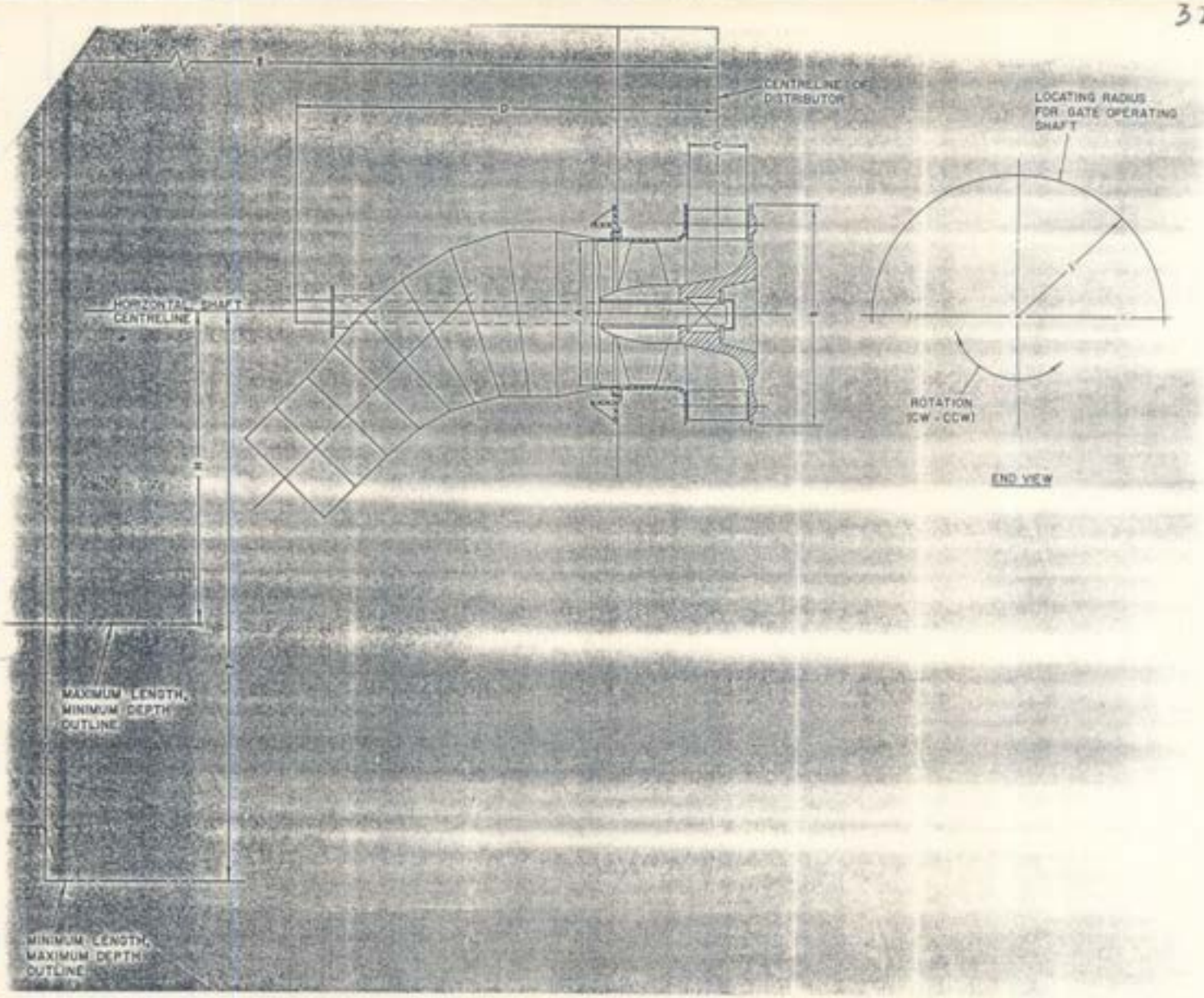
~~Corporate Head Office:~~
~~Suite 210, 65 Queen St. West, Toronto, Ontario, Canada M5H 2M5~~
~~Telephone: (416) 363-4929 Telex: 065-23926~~

STANDARD TURBINE ARRANGEMENT NO.5 : Single Horizontal Open Bulkhead.

- High speed axial flow (propeller-type) runners are normally supplied to provide high power and shaft speeds at a low to medium head range of 3 to 15 metres (10 to 50 ft.)
- Range of propeller runner diameters at throat is 400 to 1500 mm (15.75 to 59.06 in.) with Metric specific speeds of 580 to 710 (130 to 160 English Units).
- Some site conditions involving smaller capacity, fully modulated output, lower shaft speed and large variations of head will dictate the substitution of a Francis runner of a Metric specific speed of 400 or lower for best operating characteristics including efficiency.
- The SHOB arrangement frequently permits a considerable cost economy in powerhouse construction or in updating an existing plant.
- The SHOB arrangement should be considered for small isolated developments; mechanical drive applications; base load or peak load low-head hydro-electric developments.
- The equipment arrangement is conventional in nature, well proven and capable of extended trouble free performance. Hydraulic efficiencies and cavitation resistance are representative of modern large turbine practice.
- Attention has been given to durability, reliability and ease of maintenance.
- The chart on this page shows the power outputs at different heads over the range of runner sizes available within the standard design scope.
- The outline drawing on the reverse hereof illustrates both the equipment and its setting. The associated table provides dimensional data.
- Barber can supply larger units of this arrangement on a custom design basis.

HEAD-meters. Composite Power Graph (SHOB)-Propeller Runner.





RUNNER DIA. - A millimeters (inches)	B	C	D	E	F	G	H	J	Governor Capacity 25ft lbs/sec	Runner Weight	NOMINAL SHAFT DIAMETER	MAX. WIDTH POWER-TRUE BLOCK	Total Turbine Weight
1500(59.06)	2700	675	4350	4110	2880	4887	1587	1476	9100	1860	223	4500	28600
1400(55.12)	2520	630	4060	3836	2688	4561	1481	1378	8000	1530	209	4200	24100
1300(51.18)	2340	585	3770	3562	2496	4235	1375	1280	6850	1227	194	3900	20000
1200(47.24)	2160	540	3480	3288	2304	3910	1270	1180	5800	972	179	3600	16350
1100(43.31)	1980	495	3190	3014	2112	3584	1165	1082	5000	755	164	3300	13150
1000(39.37)	1800	450	2900	2740	1920	3258	1058	985	4050	576	149	3000	10400
900(35.43)	1620	405	2610	2466	1728	2932	952	885	3300	422	134	2700	7975
800(31.50)	1440	360	2320	2192	1536	2606	846	790	2600	300	119	2400	5940
700(27.56)	1260	315	2032	1918	1344	2280	740	690	2000	203	104	2100	4250
600(23.62)	1080	270	1740	1644	1152	1955	635	590	1500	131	90	1800	2900
550(21.65)	990	250	1595	1507	1056	1792	580	540	1250	101	82	1650	2320
450(17.72)	810	205	1305	1233	864	1466	476	440	850	57	67	1350	1410
400(15.75)	720	180	1160	1096	768	1303	423	395	650	39	60	1200	1050

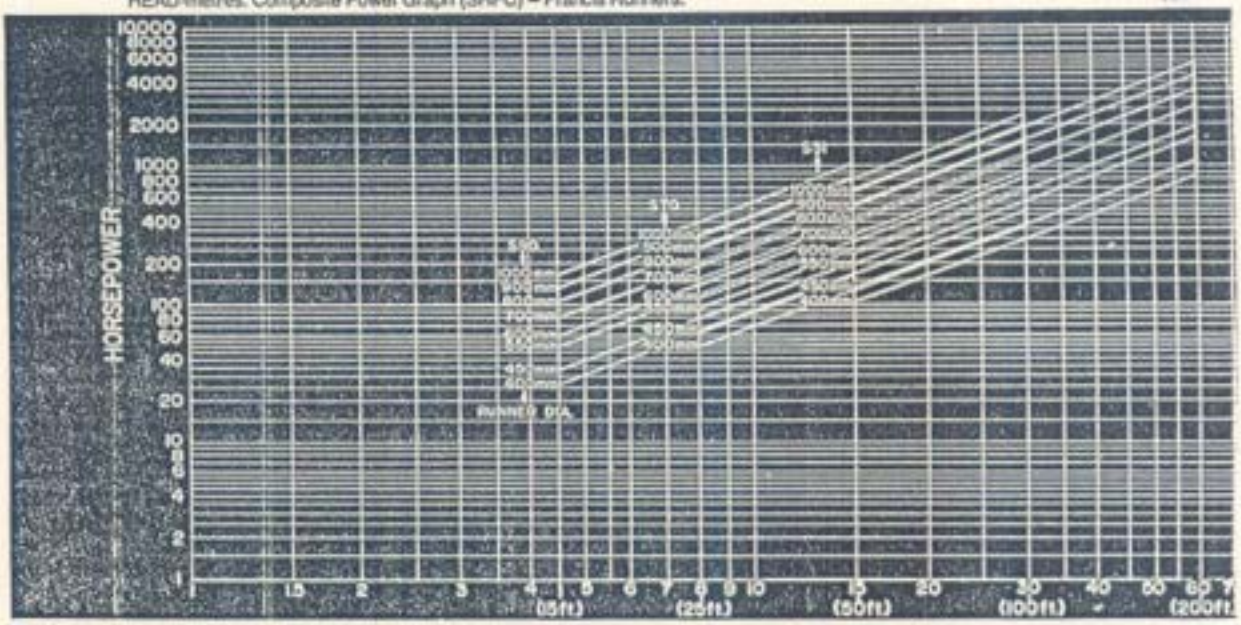
LEGEND (Dimensions in millimeters) (Weights in pounds.)

barber HYDRAULIC TURBINE LTD.
Manufacturing Plant and Main Office:
Barber Point, Box 340, Port Colborne, Ontario
Telephone: (416)

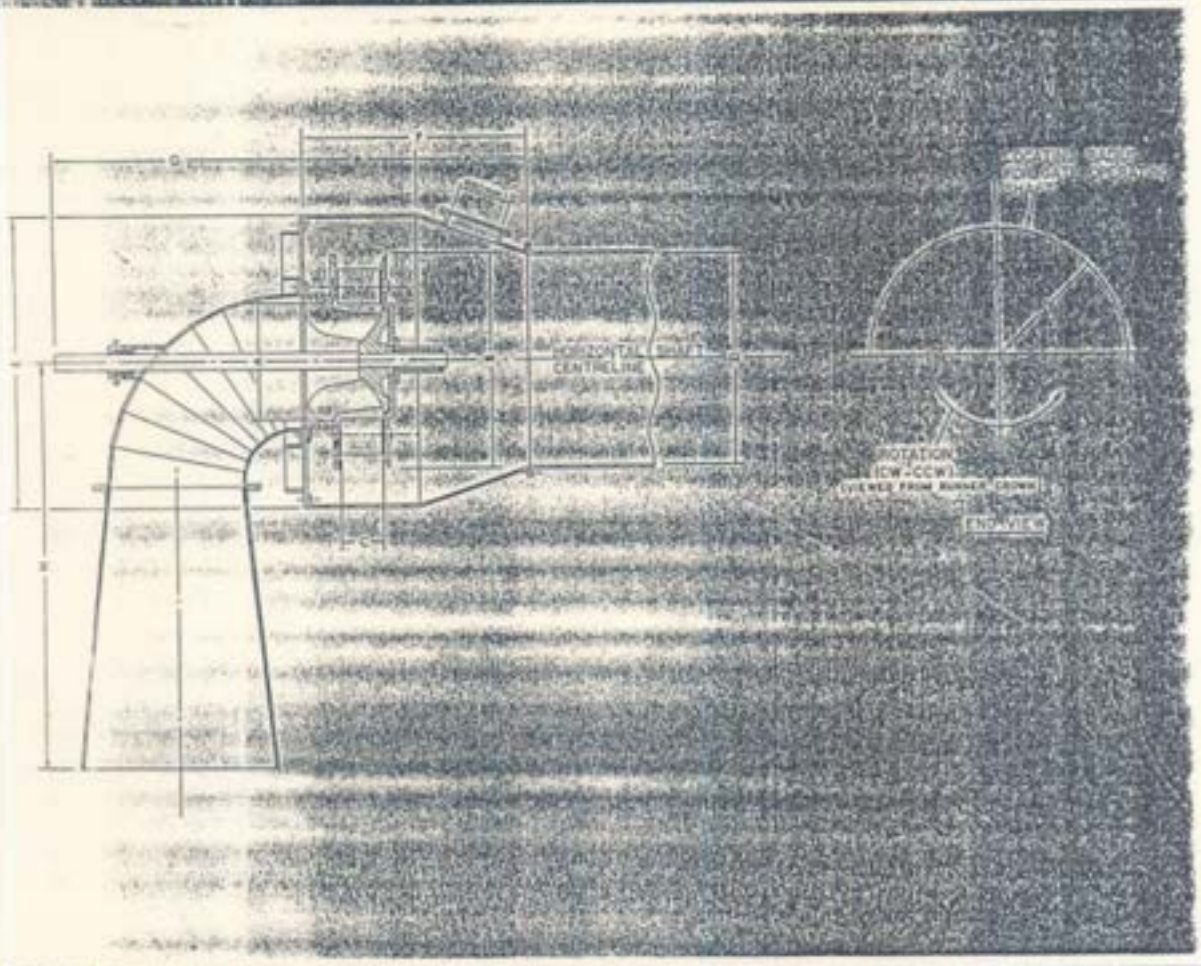
STANDARD TURBINE ARRANGEMENT NO. 6: Single Horizontal Pressure Case.

- Suited for small to medium-sized output in the medium head range.
- The SHPC arrangement can, in many circumstances, result in the most economical overall installed cost.
- This turbine is supplied with Francis runners of three specific speeds, S90, S70 and S51 (Metric 400, 310 and 225) all as shown on the composite power graph below which terminates at a highest output of 5,500 Horsepower at a head of 60 metres using a 1000 mm diameter S51 runner.
- It is to be noted that the largest runner is 1000 mm in throat diameter. This was governed by the normal regulatory limits on the road transportability of the largest component, the pressure case. Larger units of this type can be supplied subject to certain design modifications.
- The runners selected and the general design provide for efficiencies and cavitation resistance representative of modern large turbine practice.
- The SHPC arrangement is conventional, conservative and well proven by many past installations. Design advances have been made wherever judged applicable.
- No permanent handling equipment is required for installation or servicing.
- This equipment should be considered for: – auxiliary use in larger hydro-electric stations; industrial power recovery schemes; primary electric generation for small systems; remote automatic plants at large storage dams for local service; mechanical drive applications.
- The outline drawing on the reverse hereof illustrates the equipment and its setting for standard end entry supply. Side, top or bottom entry can be provided at a nominal increase in cost and in weight without any change in output rating.

HEAD-metres. Composite Power Graph (SHPC) – Francis Runners.



SHPC NO. 6



RUNNER DIA. A millimeters (inches)	B	C Max. 330	C Min. 551	D	E	F	G	H Max.	J									
1000(39.37)	1800	381	274	1800	2500	1900	1800	6200	994								11800	16200
900(35.43)	1620	343	247	1620	2250	1710	1620	5580	895								9350	12500
800(31.50)	1440	305	219	1440	2000	1520	1440	4960	797								7250	9400
700(27.56)	1260	267	192	1260	1750	1330	1260	4340	699								5450	6850
600(23.62)	1080	229	164	1080	1500	1140	1080	3720	590								3900	4750
500(19.69)	900	210	151	900	1375	1045	900	3410	541								3200	3850
450(17.72)	810	171	123	810	1125	855	810	2790	443								2100	2400
400(15.75)	720	152	110	720	1000	760	720	2480	394								1600	1800

LEGEND (Dimensions in millimeters) (Weights in pounds.)

Designers, Manufacturers and Rebuilders of Hydraulic Turbine Equipment since 1887.

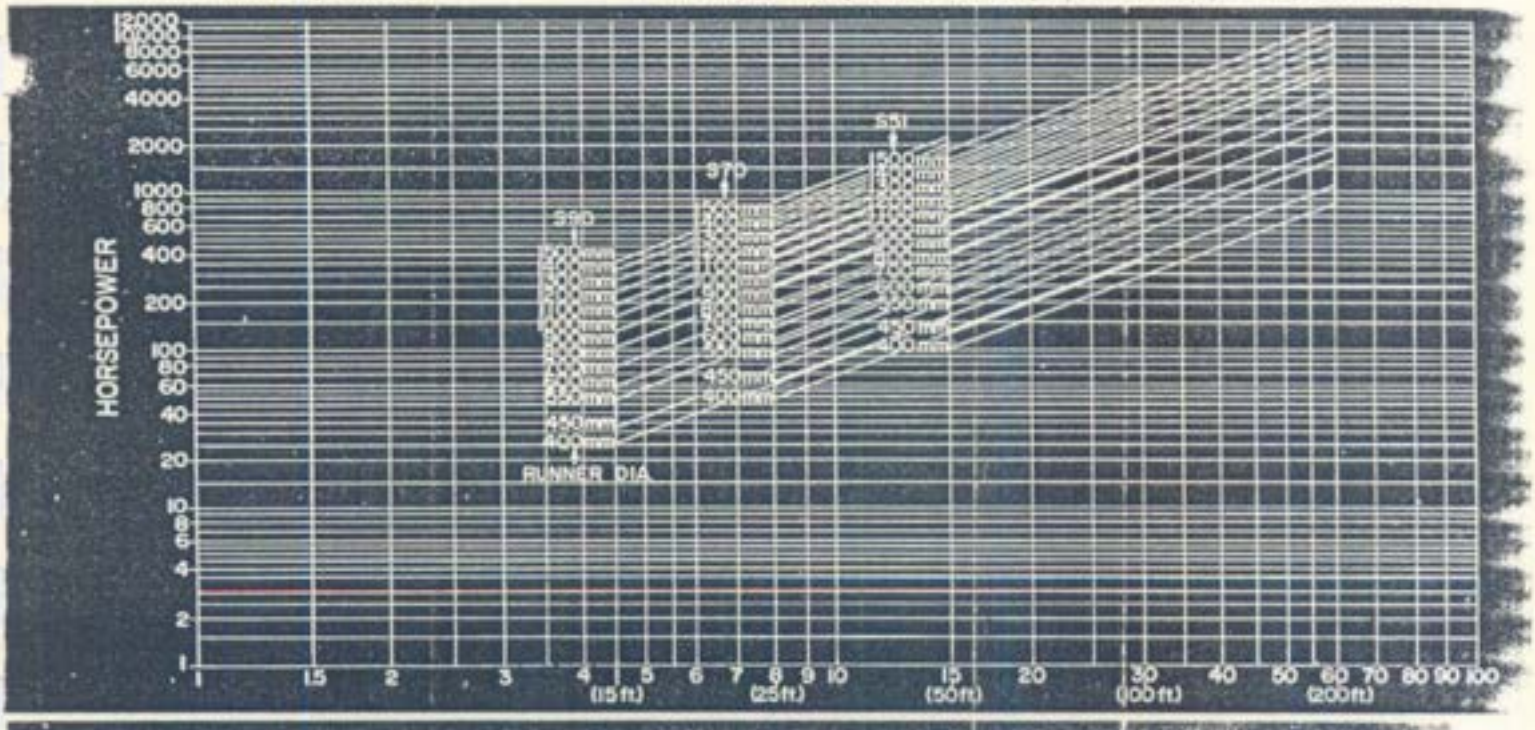
barber HYDRAULIC TURBINE LTD.

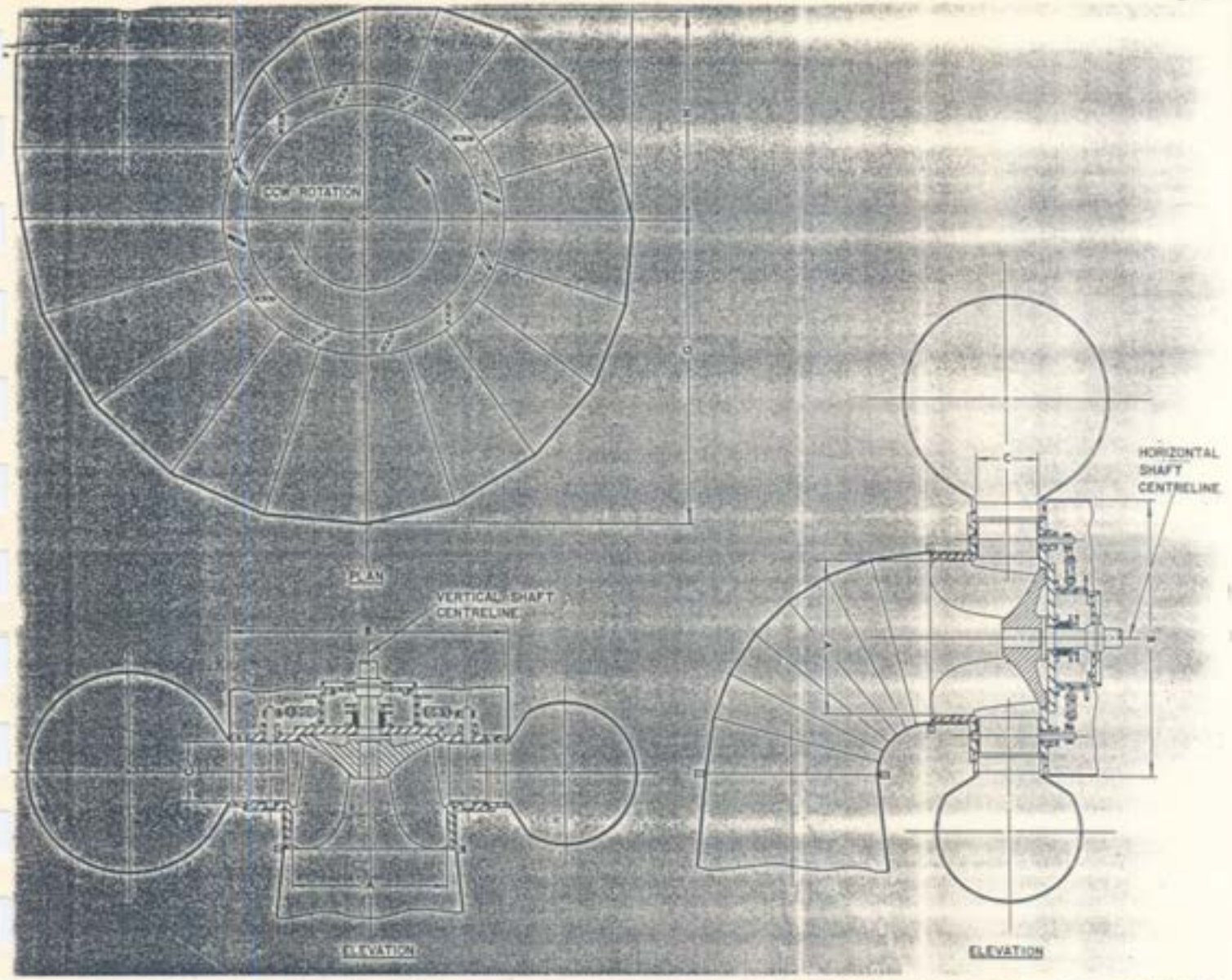
Manufacturing Plant and Main Office:
Barber Point, Box 340, Port Colborne, Ontario, Canada L3K 5W1
Telephone: (416) [illegible]

STANDARD TURBINE ARRANGEMENTS No. 4 and No. 7: Vertical and Horizontal Scroll Cases

- The vertical scroll case turbine is another contemporary turbine arrangement and is utilized routinely on the medium to high head developments.
- The draft tube of the vertical scroll case turbine can be of the straight conical type, or of the elbow type. Smaller units will preferably utilize the straight conical tubes. The draft tubes are not outlined on the sketch overleaf, and remain a project variable.
- Hydraulic performance obtainable with this equipment is representative of modern large turbine practice.
- The horizontal scroll case turbine should not be overlooked as a practical arrangement for the medium to high head water power development, often, but not exclusively in the smaller unit capacities.
- The advantage of this arrangement includes a significant reduction of the civil construction costs, since a single floor in the power house is appropriate, whereas a vertical turbine installation normally requires two levels. The horizontal arrangement further permits, in most cases, a reduction or elimination in the needs for permanent overhead handling facilities.
- The hydraulic performance is only marginally inferior to the vertical setting, due to the elbow-type draft tube.
- When the hydraulic equipment services an isolated system, and the turbine is the sole prime mover, the requirements for speed regulation can be met economically by addition of rotating fly weight to any practical extent with a horizontal arrangement.
- The ratings available within the product line include turbines with runner diameters to 1,500 mm diameter. Designs to 60 metres are normally available under the standard product line. Nevertheless, turbines of this arrangement for higher heads and larger diameters are contracted under a custom design basis.
- The chart on this page shows the power outputs available. The selection of equipment of special hydraulic performance to provide direct coupling to an existing generator, may be available under the standard product line, whereas in some cases a special design is warranted.
- The outline drawings on the reverse hereof illustrate the equipment with the normal limits for powerhouse sizing and unit spacing. Some deviations can be accepted with the Company's approval, but all dimensions must be considered preliminary.
- The weight estimates supplied do not include either the draft tube or liner, nor the turbine shaft.
- The gate regulation mechanism for the turbines with the standard product line utilizes vertical or horizontal gate control shaft, respectively.

HEAD-metres. Composite Power Graph (VSC & SHSC) – Francis Runners.





RUNNER DIA. - A millimetres (inches)	B	C Max. 590	C Min. 551	D	E	F	G	H	Total Turb. Weight (low head case)	Total Turb. Weight (high head case)
1500(59.06)	2607	572	411	2080	2340	2611	3000	2111	30350	44000
1400(55.12)	2433	533	384	1942	2184	2437	2800	1971	26000	37500
1300(51.18)	2260	495	356	1803	2028	2263	2600	1830	21500	30500
1200(47.24)	2086	457	329	1664	1872	2089	2400	1689	17400	24400
1100(43.31)	1912	419	301	1526	1716	1915	2200	1548	13750	19250
1000(39.37)	1738	381	274	1387	1560	1741	2000	1408	10650	14750
900(35.43)	1564	343	247	1248	1404	1567	1800	1267	8060	11000
800(31.50)	1390	305	219	1110	1248	1392	1600	1126	7200	10000
700(27.56)	1217	267	192	971	1092	1218	1400	985	5000	7500
600(23.62)	1043	229	164	832	936	1044	1200	845	3400	4800
550(21.65)	956	210	151	763	858	957	1100	774	2700	3800
450(17.72)	782	171	123	624	702	783	900	633	1500	2200
400(15.75)	695	152	110	555	624	696	800	563	1500	1625

LEGEND (Dimensions in millimetres)(Weights in pounds)

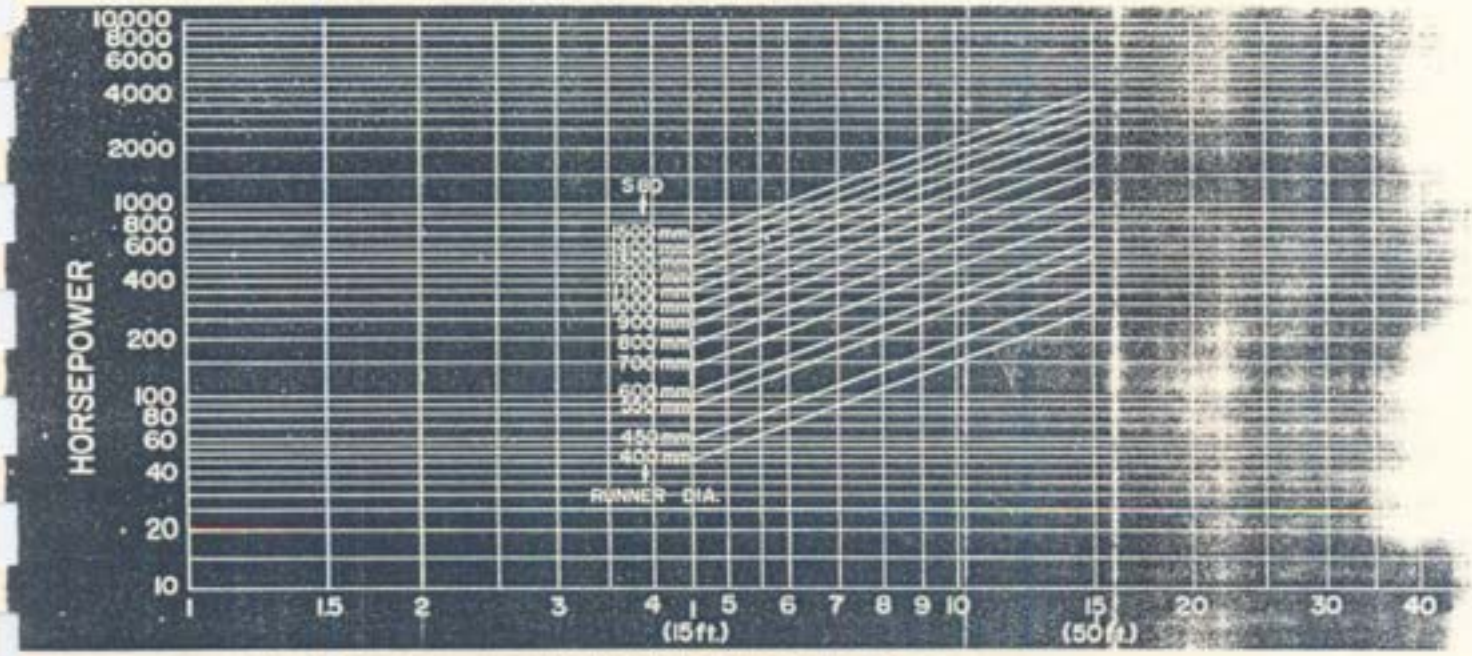
barber HYDRAULIC TURBINE LTD

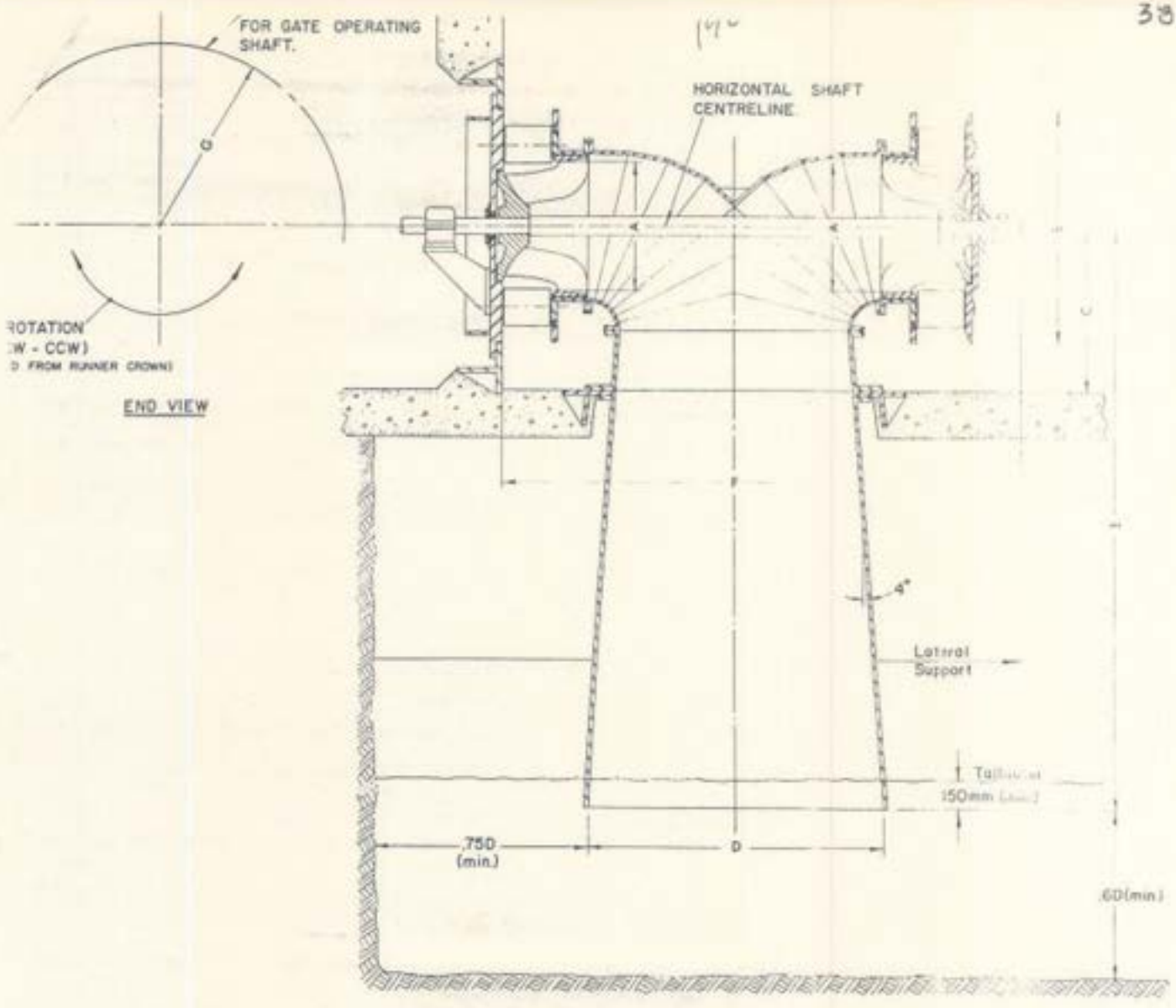
Manufacturing Plant and Main Office:
Barber Point, Box 340, Port Colborne, Ontario, Canada L3K 5W1
Telephone: (416) [redacted]

STANDARD TURBINE ARRANGEMENT NO. 8:
Double Horizontal Open Bulkhead.

- A traditional setting for low head water power developments.
- When supplied with high speed Francis runners, it is possible to obtain shaft speeds fully as high as with a larger diameter single propeller (or axial flow) runner for equivalent power outputs and, indeed, this was an early standard arrangement used before the development of axial flow runners, which now are sometimes a better choice.
- The superior resistance to cavitation of Francis runners permits a higher setting above tailwater level than suitable for axial flow runners. This is a decided advantage for sites experiencing seasonal variations in tailwater elevations.
- The machinery cost is higher for the DHOB arrangement than for equivalent single runner units but generally there are offsetting savings in site preparation and construction costs.
- The horizontal shaft permits adding more flywheel capacity to aid in obtaining a higher degree of regulatory capability at isolated developments. This is a greater problem in small vertical arrangements since the flywheel weight must be added to the generator rotor which adds significantly to the cost of the generator and thrust bearing.
- The overall efficiency will be only slightly lower than for a single runner arrangement of the same power rating, however, cavitation resistance is representative of modern, large turbine practice.
- The mechanical design is contemporary to provide extended trouble-free service.
- The site applications for the DHOB arrangement include: – small, isolated developments requiring relatively high efficiency combined with superior speed regulation; mechanical drives for auxiliary or other equipment; refurbishing of existing plants; service units at remote control dams.
- The technical data are provided in the following chart showing power outputs at different heads and in the outline drawing and dimensional table on the reverse hereof.
- Barber can supply larger sizes of this arrangement on a custom design basis or when required for direct replacement of old equipment or for special applications.

HEAD-metres. Composite Power Graph (DHOB) – Francis Runners.





RUNNER DIA. - A millimetres (inches)	B	C	D	E	F	G	TOTAL WEIGHT
1500(59.06)	2700	1650	3525	6327	6080	1500	64300
1400(55.12)	2520	1540	3290	5905	5676	1396	53900
1300(51.18)	2340	1430	3055	5483	5270	1295	46900
1200(47.24)	2160	1320	2820	5062	4865	1192	
1100(43.31)	1980	1210	2585	4640	4460	1090	
1000(39.37)	1800	1100	2350	4218	4054	984	
900(35.43)	1620	990	2115	3796	3649	885	
800(31.50)	1440	880	1880	3374	3243	787	
700(27.56)	1260	770	1645	2953	2838	689	9000
600 (23.62)	1080	660	1410	2530	2432	590	6050
550(21.65)	990	605	1293	2320	2230	541	4825
450(17.72)	810	505	1058	1898	2025	443	3375
400(15.75)	720	505	940	1687	1622	394	2200

LEGEND (Dimensions in millimetres)(Weights in pounds)

© 1978 Dorlen Hydraulic Turbine Ltd

barber HYDRAULIC TURBINE LTD.

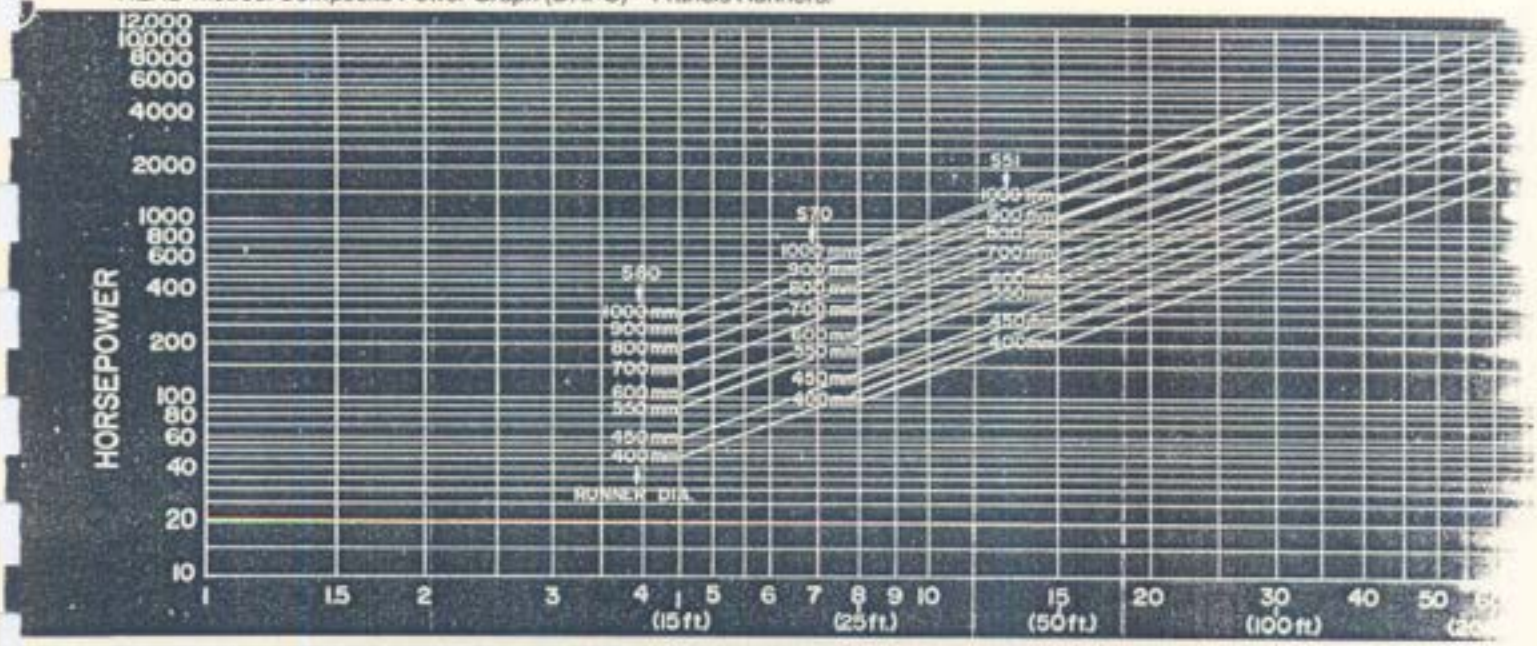
Manufacturing Plant and Main Office:
Barber Point, Box 340, Port Colborne, Ontario, Canada L3K 5W1
Telephone: (416) ~~834-9303, Cable: Barturbine Toronto~~

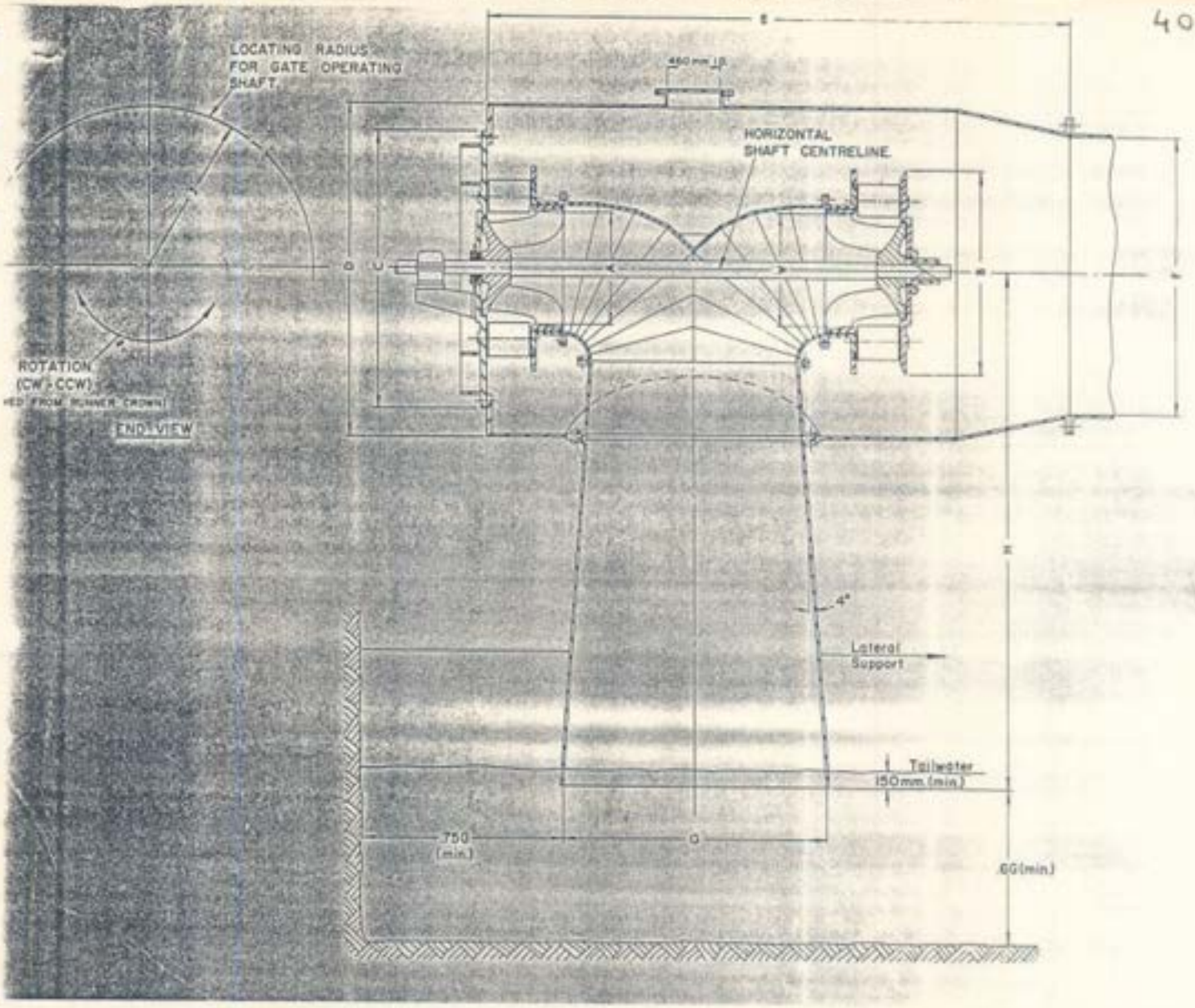
~~Corporate Head Office:~~
~~Suite 210, 65 Queen St. W., Toronto, Ontario, Canada M5H 2M5~~
~~Telephone: (416) 363-4929, Telex: 065 29926~~

STANDARD TURBINE ARRANGEMENT NO. 9:
Double Horizontal Pressure Case

- A traditional setting for medium head water power developments and for small capacity low head applications.
- Supplied with high speed Francis runners, shaft speeds fully as high as obtained with axial flow runners is obtained for equivalent unit outputs.
- The superior resistance to cavitation of Francis runners permits a higher setting above tailwater level than suitable for axial flow runners. This is a decided advantage for sites experiencing seasonal variations in tailwater elevations.
- There is no normal requirement for draft tube de-watering equipment since maintenance is undertaken considerably above tailwater elevation.
- The machinery cost is higher for the DHPC arrangement than for equivalent single runner units but generally there are offsetting savings in site preparation and construction costs.
- The horizontal shaft permits adding more flywheel capacity to aid in obtaining a higher degree of regulatory capability at isolated developments. This is a greater problem in small vertical arrangements since the flywheel weight must be added to the generator rotor which adds significantly to the cost of the generator and thrust bearing.
- The overall efficiency will be only slightly lower than for a single runner arrangement of the same power rating, however, cavitation resistance is representative of modern, large turbine practice.
- The mechanical design is contemporary to provide extended trouble-free service.
- The site applications for the DHPC arrangement include:- small, isolated developments requiring a relatively high efficiency combined with superior speed regulation; mechanical drives for pumps and other equipment; refurbishing of existing plants; service units at remote control dams.
- The technical data are provided in the following chart showing power outputs at different heads and in the outline drawing and dimensional table on the reverse hereof. The supply pipe can enter from either side of the pressure case or, at additional cost, from the top.
- Barber can supply larger sizes of this arrangement on a custom design basis or when required for direct replacement of old equipment or for special applications.

HEAD-metres. Composite Power Graph (DHPC) – Francis Runners.





RUNNER DIA. - A millimetres (inches)	B	C	D	E	F	G	H	J	Total Turb. Weight (low head case)	Total Turb. Weight (high head case)
1000(39.37)	1800	2500	3000	5150	2500	2350	4218	984	30202	40020
900(35.43)	1620	2250	2700	4635	2250	2115	3796	885	23471	30432
800(31.50)	1440	2000	2400	4120	2000	1800	3374	787	17706	22402
700(27.56)	1260	1750	2100	3605	1750	1645	2953	689	12863	15828
600 (23.62)	1080	1500	1800	3090	1500	1410	2530	590	8895	10600
550(21.65)	990	1375	1650	2835	1375	1293	2320	541	7223	8453
450(17.72)	810	1125	1350	2320	1125	1058	1898	443	4469	5016
400(15.75)	720	1000	1200	2060	1000	940	1687	394	3371	3692

LEGEND (Dimensions in millimetres)(Weights in pounds)

At Barber, every order receives personal attention from our professional staff.

BARBER

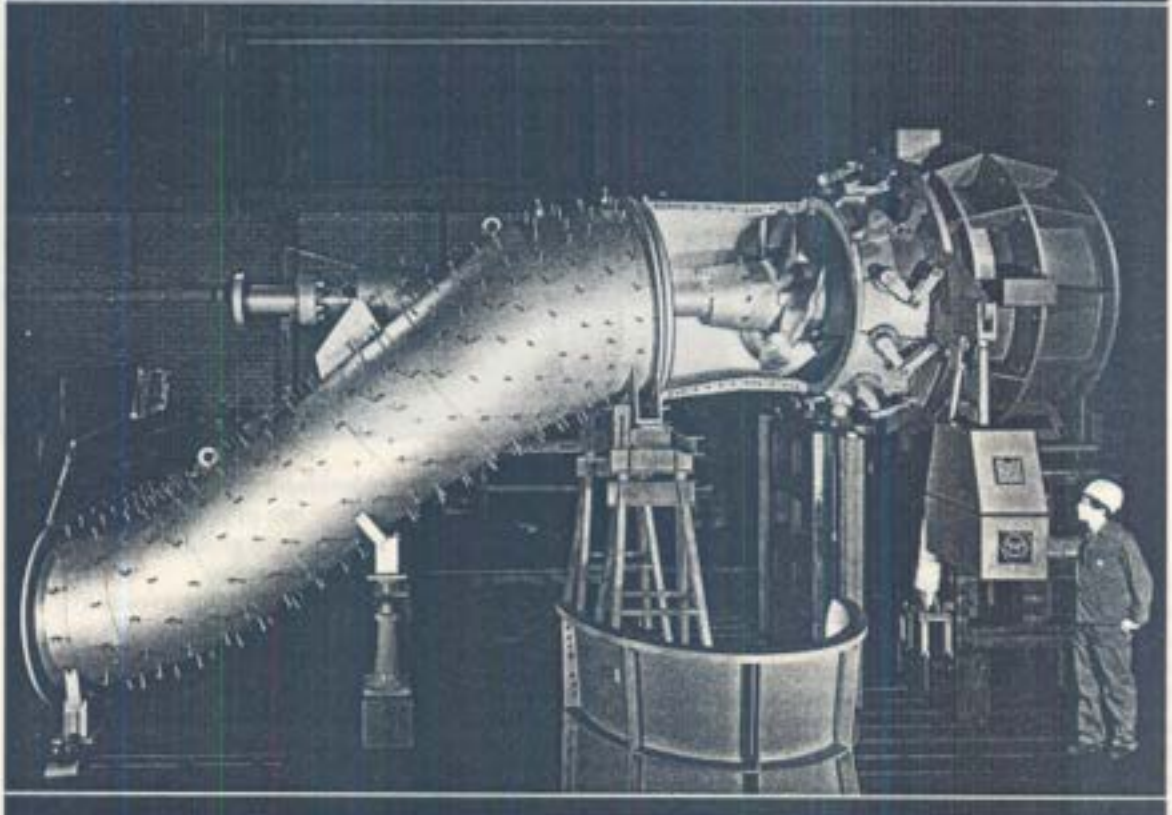
WATER POWER PRODUCTS

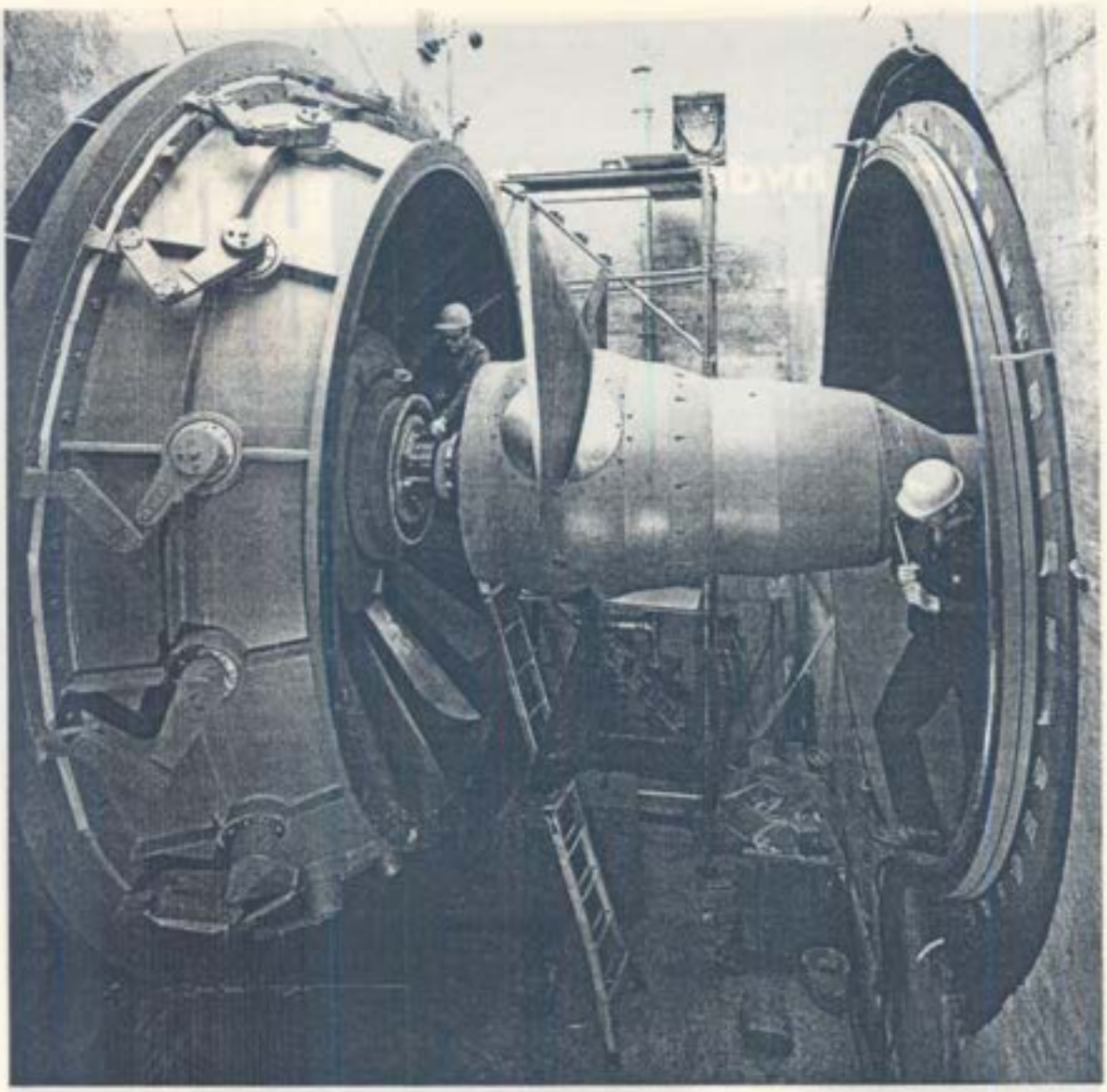
100 Barrick Rd., P.O. Box 340, Port Colborne, Ontario, Canada L3K 5Z5
Telephone: (416) 835-5661 Fax: (416) 835-1733

Small hydro plants with standardized S-turbines

Bell

10 sizes
head up to 25 m
output up to 10 MW





S-turbines

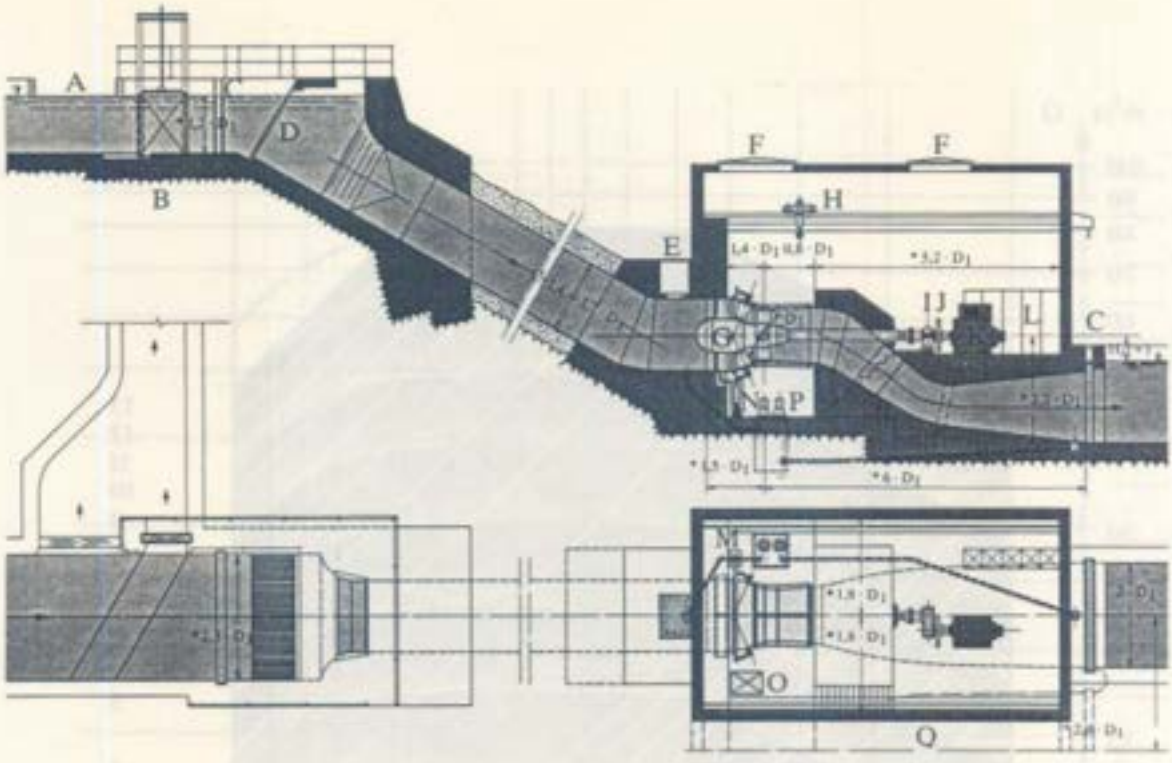
High energy costs and the call for the exploitation of energy in a manner more favourable to the environment are increasing the demand for hydraulic power stations. The Bell Engineering Works Ltd. – an Escher Wyss company and member of the Sulzer Group – has developed a concept which enables economical energy production also with small heads.

The S-turbines are characterized by their modern design. The small dimensions and the simple intake and outflow structures lead to minimum constructional dimensions and thus a reduction in the total investment costs.

Features

- Modern, simple construction of modular design
- High exploitation of the available hydraulic energy
- Single or double regulation
- Reliable operation under all conditions
- Good accessibility to all moving parts
- Compact design for small civil work volumes
- Minimum civil work requirements
- Load concentration at the turbine intake anchorage
- Concreted draft tube: stable and noise-attenuated operation
- Possibility of use of standardized generators and gear units
- Minimum erection time due to the use of preassembled component groups
- No guard valve
- Civil work design avoids a large power house crane
- First-class service granted by the world-wide Sulzer network
- Reliable spare parts service by means of standardized equipment items

The S-turbines are based on the successful synthesis of quality resulting from the hydraulic research conducted over many years by Escher Wyss and reliability assured through the employment of well-proven design elements.



▲ Station with penstock

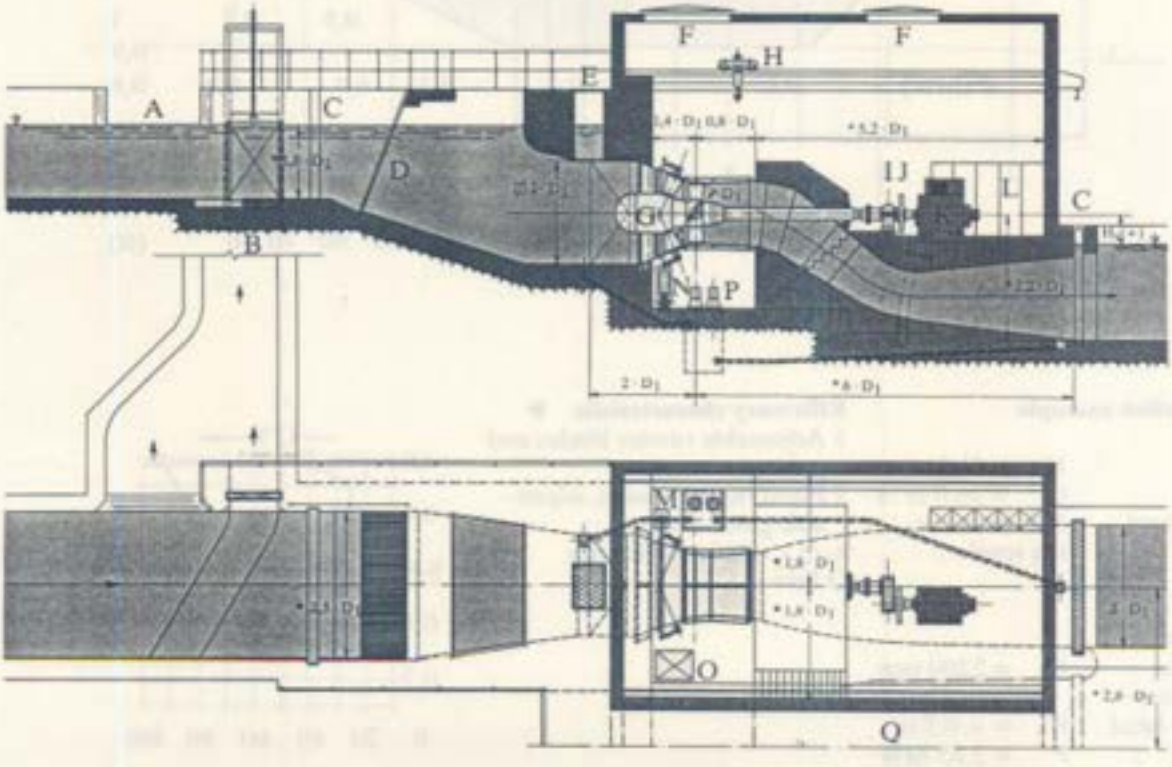
The dimensions – related to D_1 – may be used for preliminary planning purposes.

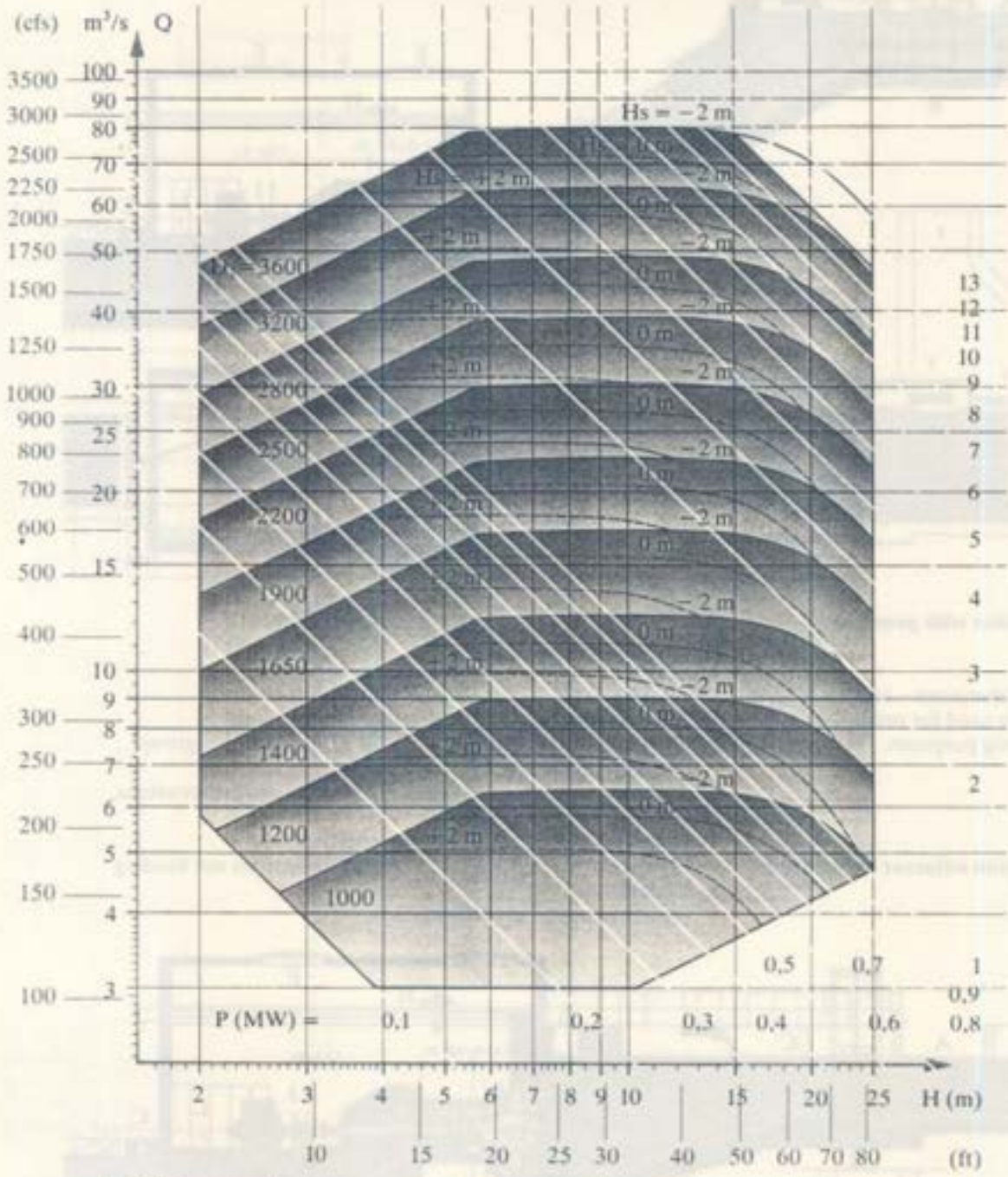
A Overflow
B Flushing gate
C Stop log
D Intake screen
E Access opening
F Opening for erection and dismantling purposes
G Turbine
H Crane
I Gear unit
J Flywheel
K Generator (synchronous or asynchronous)
L Switchgear
M Closing weight
N Servomotor
O Pump group
P Sump pumps
Q Other machine group

* Preliminary dimensions

Dimensions not binding

▼ Station adjacent to the head-pond





▲ **Performance diagram**

Calculation example

Head	Hn	= 11,3 m
Flow	Q	= 26,0 m³/s
Siting level	500 m above sea level	
Runner diameter	D_1	= 2200 mm
Maximum suction head	Hs	≈ + 0,5 m
Output	P	= 2,65 MW

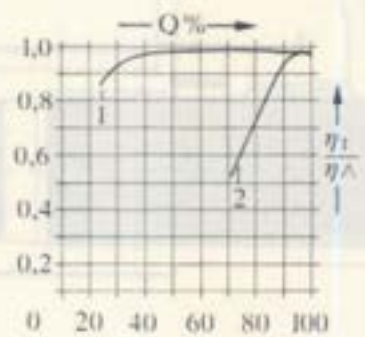
Efficiency characteristic ▶

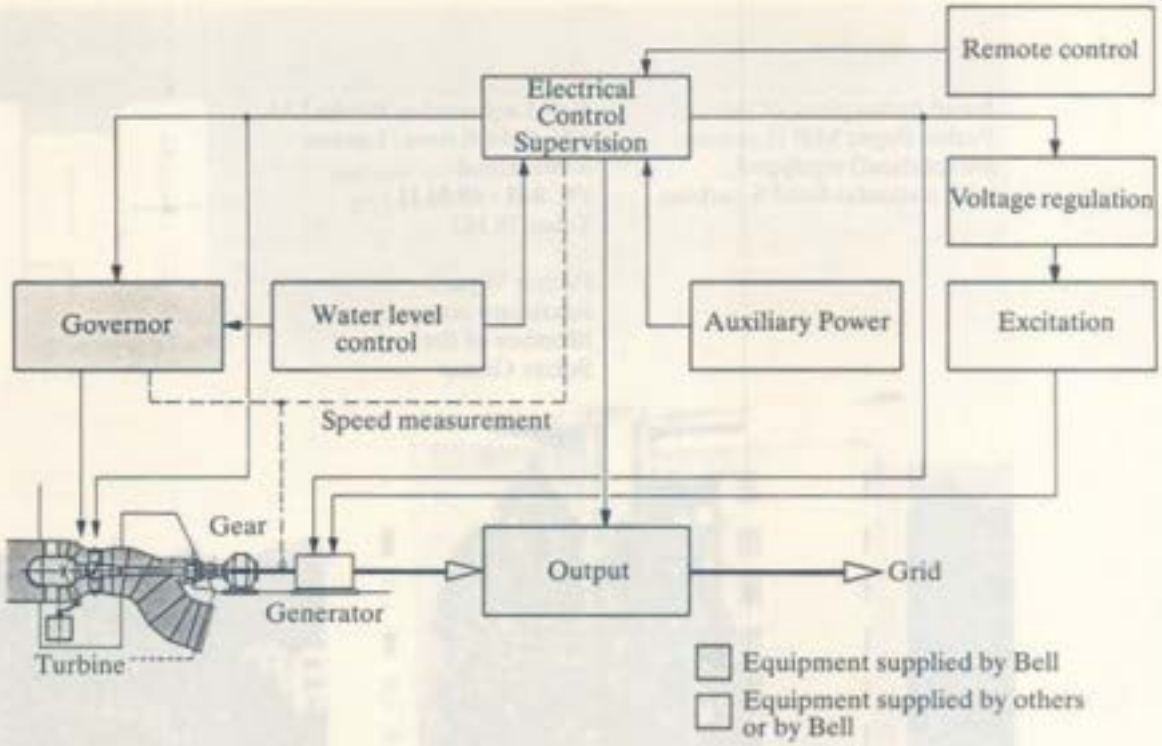
1 Adjustable runner blades and guide vanes

2 Fixed runner blades, adjustable guide vanes

$\eta_T/\eta_\triangle$ relative efficiency

Q flow



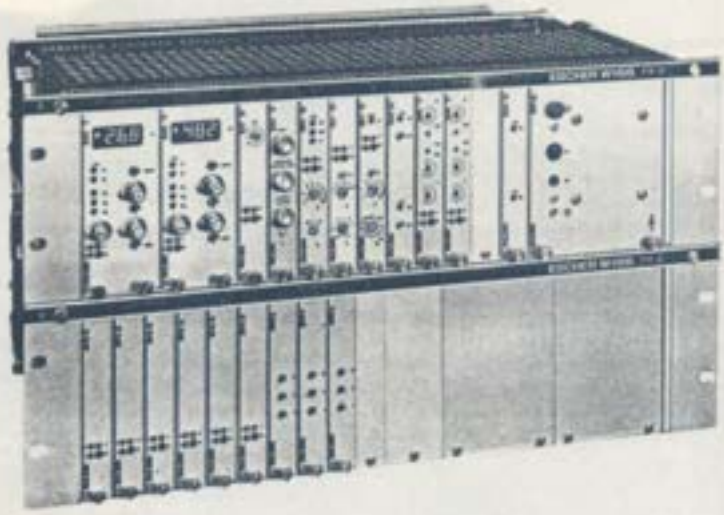


Control

- Electrical control system with automatic switching sequence
- Possibility of manual operation
- Remote control for unmanned operation

Reliability

- Assured closing of the guide vanes at any time by closing weight
- Mechanical centrifugal pendulum rules out the possibility of runaway condition
- Monitoring devices guard against undesired operating conditions



Governor

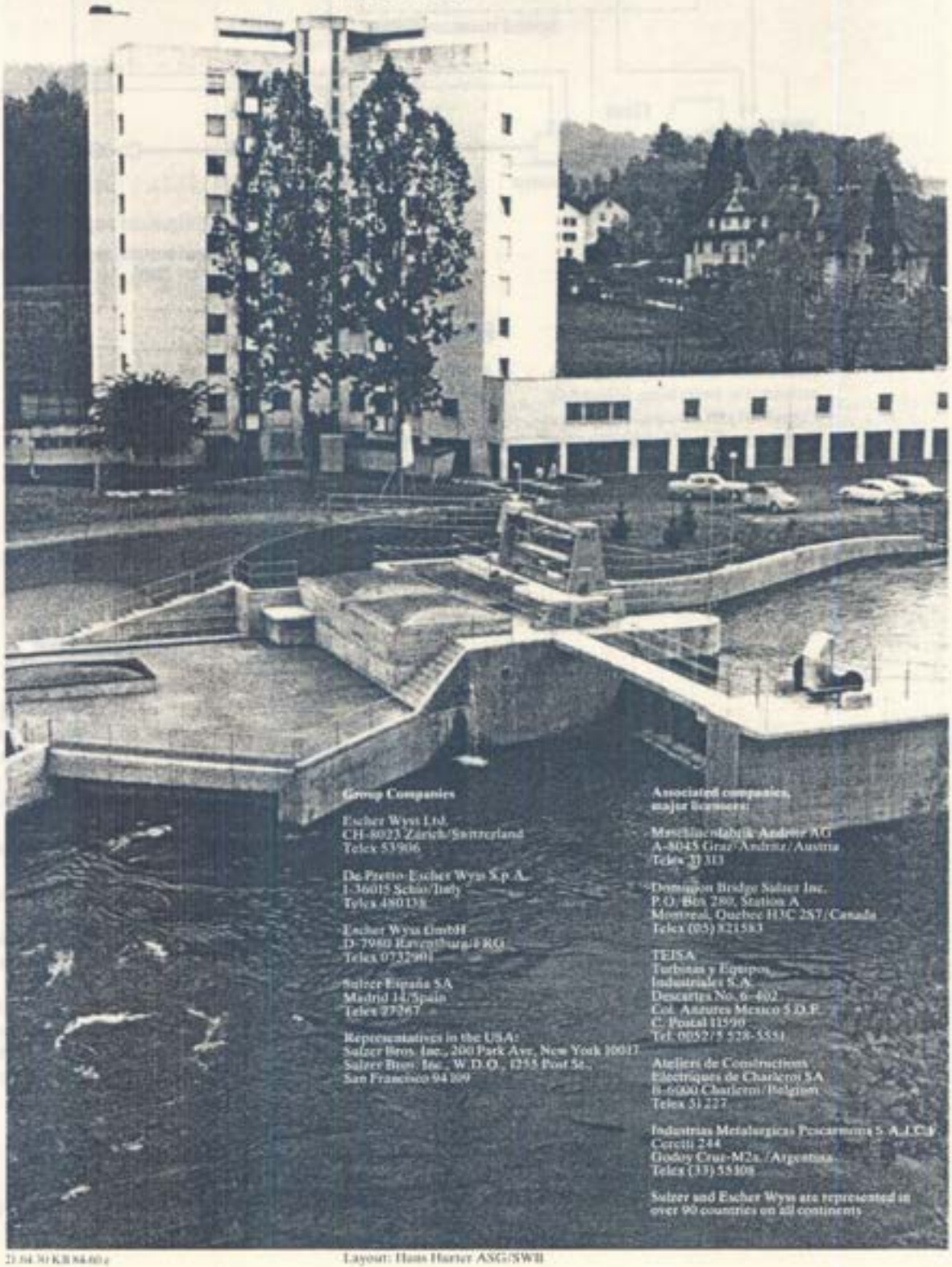
- Modular system
- Integrated switching circuits
- Low space requirement
- 19" standard plug insert
- Fitted in switchgear panel
- Careful selection of all components
- Computer-controlled modules
- Computer-controlled, solder-free wiring
- Complies with international standards and recommendations
- Simple correlation of the runner blades and guide vanes
- Control system for the attenuation of upstream suction wave and surge

◀ **ETR – Electronic turbine governor**

Small hydro plant of the Perlen Paper Mill (Lucerne, Switzerland) equipped with a standardized S-turbine

Bell Engineering Works Ltd.
CH-6010 Kriens / Luzern
Switzerland
Ph. 041 - 49 51 11
Telex 78 167

Escher Wyss
subsidiary company
Member of the
Sulzer Group



Group Companies

Escher Wyss Ltd.
CH-8023 Zürich/Switzerland
Telex 53906

De Pretto-Escher Wyss S.p.A.
I-36015 Schio/Italy
Telex 480138

Escher Wyss GmbH
D-7980 Ravensburg 1/BG
Telex 0732901

Sulzer España SA
Madrid 14/Spain
Telex 27267

Representatives in the USA:
Sulzer Bros. Inc., 200 Park Ave, New York 10017
Sulzer Bros. Inc., W.D.O., 1255 Post St.,
San Francisco 94109

Associated companies, major licensees:

Maschinenfabrik Andritz AG
A-8045 Graz/Andritz/Austria
Telex 31313

Dominion Bridge Sulzer Inc.
P.O. Box 280, Station A
Montreal, Quebec H3C 2S7/Canada
Telex (05) 821583

TEISA
Turbinas y Equipos
Industriales S.A.
Descartes No. 6-602
Col. Anzures Mexico 5 D.F.
C. Postal 11590
Tel. 0052/5 528-5551

Ateliers de Constructions
Électriques de Charleroi SA
B-6000 Charleroi/Belgium
Telex 51 227

Industrias Metalurgicas Pescarmona S. A.I.C.y F.
Corcili 244
Godoy Cruz-Mza./Argentina
Telex (33) 55108

Sulzer and Escher Wyss are represented in over 90 countries on all continents

21.04.30 KB 84.60 e

Layout: Hans Harter ASG/SWB

Water Turbines

Biwater
Hydro Power

Biwater
Hydro Power

Biwater Hydro Power

For over 100 years Armfield Engineering Limited has been involved in the design, manufacture and installation of hydro schemes. From our inception in 1860 as manufacturers of water wheels, the company has developed both its products and facilities to encompass a comprehensive range of turbines and governors and the latest computer aided design techniques.
During this period, the company has successfully supplied almost 2000 water turbine generating sets in many countries throughout the world. A great number of these have been installed in remote and inaccessible areas and we are pleased to have received many recommendations

Selection of Turbines by Computer

from satisfied clients praising the reliability and quality of our products. Armfield has now become a member of the Biwater Group of Companies and, as such, is promoting the name Biwater Hydro Power.
Biwater Hydro Power's plant at Ringwood, Hampshire, is situated barely a mile from the original 19th Century 'Vale of Avon' works where Armfield carried out much of the early pioneering work and development of water turbines. The modern buildings house all the facilities required to design and manufacture high quality turbo machines.
Our management philosophy is to provide customer satisfaction and high quality products. To this end a strict Quality Assurance programme is applied throughout the company complying with British Standard Specification 5750: 1979. The above specification controls all aspects of the design, manufacture and installation phases and is widely accepted internationally.
Our engineers will be happy to discuss your hydro scheme and assist you from the planning through to the commissioning stage. Our expertise includes the design of special purpose electronic control modules which may be tailored to your specific requirements. Thereafter, comprehensive in-house records enable us to provide a full spares service to ensure the optimum reliability and long life of our equipment.
Biwater Hydro Power is part of the multi-national Biwater Group which exceeds £100 million per annum turnover and as such we are experienced in the handling of international projects which often require special financing arrangements.

Biwater Hydro Power's modern premises at Ringwood.

A section of the Engineering Department preparing drawings for shop manufacture

Biwater
Hydro Power

Why Hydro Power

Given a regular flow of water with sufficient head, a water turbine offers significant advantages over other forms of power generation. Briefly these are:

Proven Technology

as compared with wind or wave driven machines.

Very low running costs

with an inflation proofed energy source.

Consistent energy costs

enables long term financial planning.

Minimum maintenance

as compared with diesel and gas generation systems.

No effluent or pollution problems

Quality of water is often enhanced by oxygenation process on passing through turbine.

No fuel quality or delivery problems

particularly relevant in remote areas with difficult terrain and poor communications.

Money not locked up in fuel stocks

cuts out the use of manpower for stock control and no problems with pilfering.

Longer life expectancy over other proven systems

if correctly engineered and installed by an experienced company.

Choose a Biwater Turbine for good reason

High performance

In addition to our own technical resources Biwater Hydro Power co-operates with a number of other centres of technical excellence in the hydro field.

Experience

counts in designing, manufacturing and installing water turbines – we have been in the business since 1860.

Turnkey resources

From within the Biwater Group comes civil design, civil construction (home and overseas), electrical panels, plus a whole range of water control equipment, gates, screens, penstocks and pipes – to be used when it suits our client's needs.

Financial packages

As part of a Group experienced in the field, Biwater has resources to arrange funding, often at preferential interest rates and repayment periods, for suitable hydro schemes.

Biwater Hydro Power's wide range of different types of Turbines

ensures that the right type is recommended for each specific requirement.

Biwater Hydro Power is an expanding international company

with local group offices and representatives around the world.

Francis Type Turbines

Biwater
Hydro Power

Classification

Francis turbines are suitable for a very wide range of heads and are classified under the heading of 'reaction turbines', being operated by means of the pressure energy in the water. At th entrance to the runner only part of the available head is converted into velocity of flow, a substantial part remaining as pressure head. This pressure is reduced during the passage of the water through the runner and the hydraulic energy is converted into mechanical power at the turbine shaft, the whole of the flow being closed to air.

Ideal Sites

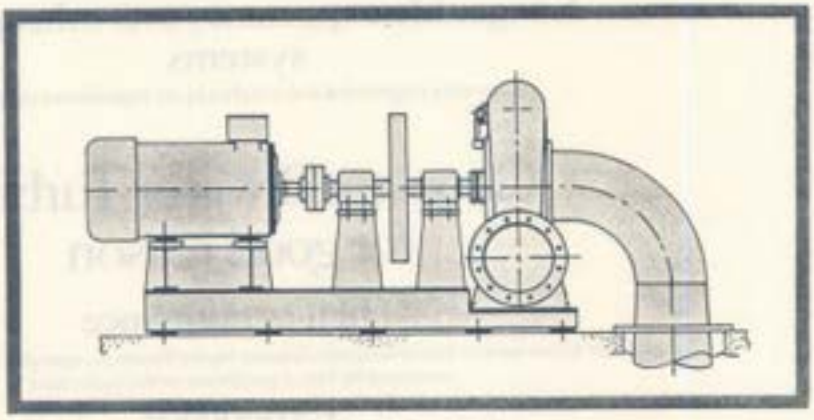
Francis turbines can operate with a wide range of water flow rates and Biwater machines are available between heads of 6 metres and 200 metres. Care must be taken to place the generator above the maximum tail water level, in case of flooding, and particular attention must be given to the problems caused by site altitude because of potential cavitation.

Construction

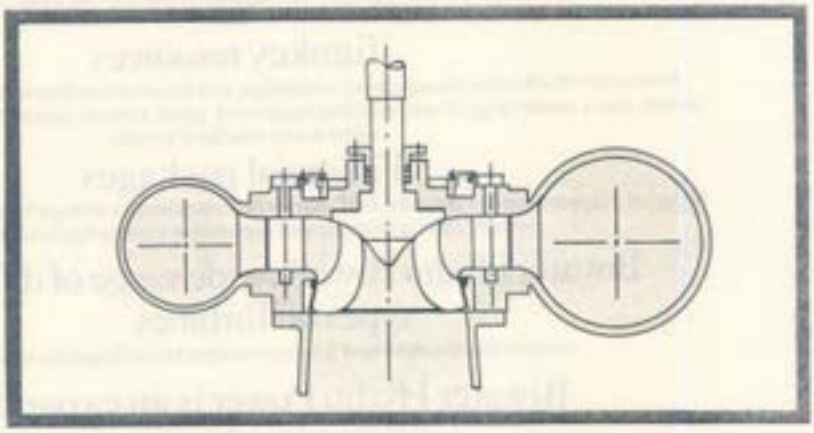
Biwater Francis turbines are subdivided into two main types, volute-cased or open-flume machines. For low heads, open-flume Francis turbines are often favoured because of the low machine cost and simple civil engineering requirements. Illustrated below is a typical Francis machine mounted in a fabricated volute case. Volute cases are accurately designed to guide the water towards the runner at the correct speed and angle. Movable guide vanes are mounted between the case and the runner, these vanes being used to control the output of the turbine according to the load. The shape of the guide vanes has been carefully studied to ensure correct flow distribution and reduce losses to a minimum. The turbine runner consists of a number of blades cast integrally with the rim and hub. Here again, many years of experience in the design of Francis runners are incorporated in our units. The water velocity energy at the runner outlet, which would otherwise be wasted, is partially recovered by means of a carefully designed tapered draft-tube which leads the water into the tailrace. The draft-tube also enables the turbine to be mounted above the tailwater flood level without reducing the available head. The maximum permissible suction head is, however, limited and dependent on the turbine type and the site altitude.
For larger diameter runners Biwater construct the turbine with a fabricated volute case made from mild steel plate, rolled and welded on to a cast steel stay ring.
Biwater turbine runners and guide vanes can be supplied in a variety of materials including stainless steel, aluminium-bronze, spheroidal graphite cast iron, etc. to suit the site duty and water quality.

Governing

Francis water turbines can be governed either by matching at all times the turbine output to the varying load, or by providing a constant load by means of an electronic device.
The first alternative involves the supply of an hydraulic governor linked to the guide vanes and



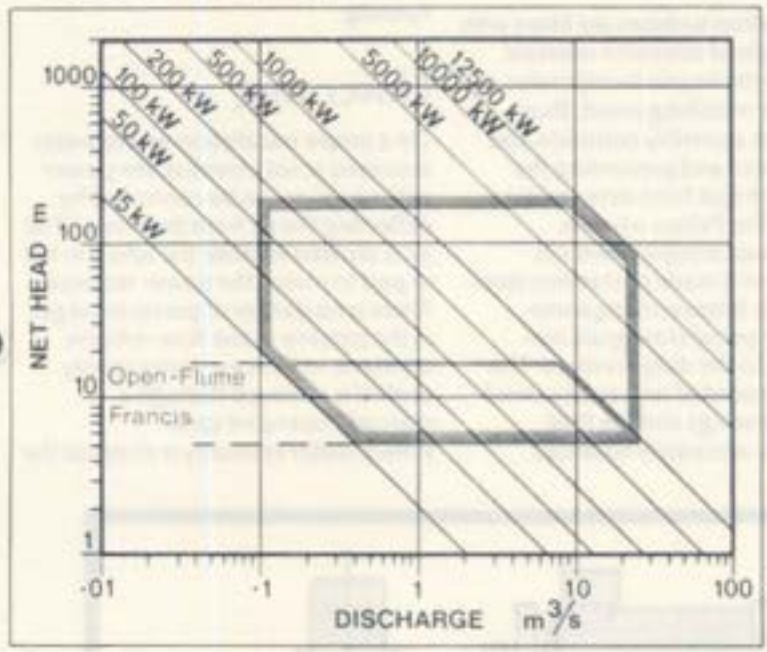
Typical installation arrangement of a Francis Type Turbine



Typical cross-section of a Francis Type Turbine

Biwater
Hydro Power

Standard Range



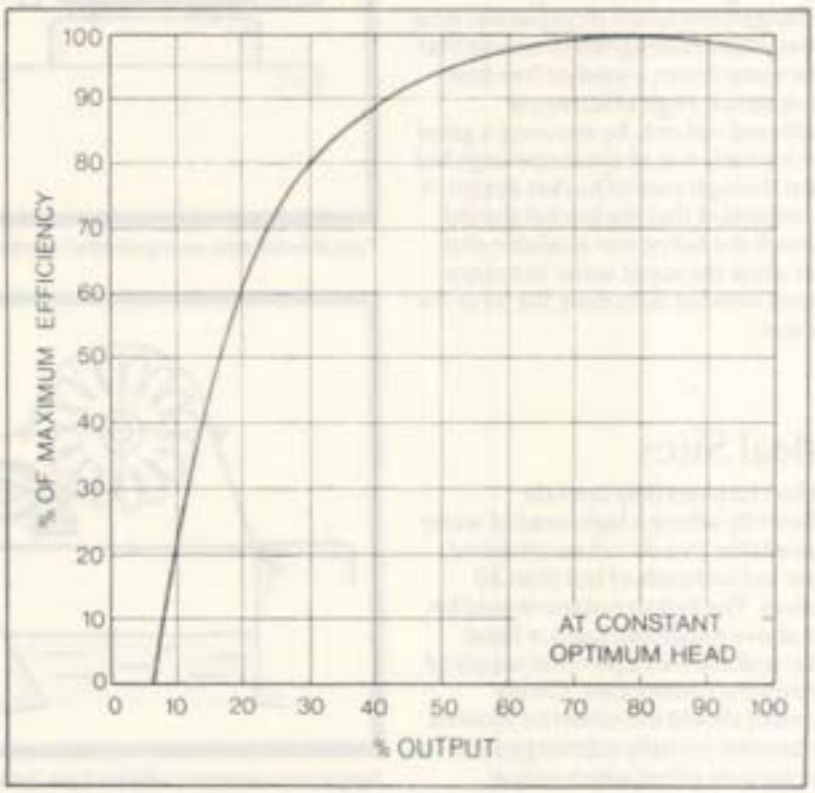
designed to vary the flow so as to control the output of the turbine. This system ensures water economy but requires careful matching of the turbine and pipeline characteristics so as to provide stable governing and acceptable pressure changes on load rejection or acceptance. Flywheels are required if the generator inertia alone is insufficient.

The second alternative incorporates an electronic device which automatically diverts any electrical power generated excess to demand into a 'dummy' load. This excess energy is either allowed to be wasted or may be used for water heating purposes. With this system the flow through the turbine remains constant and surge-free and this type of plant is therefore, ideally suited for 'run-of-the-river' installations.

Optional Features

All Francis turbines are designed uniquely to suit the particular site requirements of each client. In considering each turbine design, Biwater's engineers are pleased to discuss any special features which may be required. These may include for example guide vane slippage indicators, control and monitoring equipment, or automatic start/stop equipment.

Output/Efficiency



Pelton Type Turbines

Biwater
Hydro Power

Classification

With a Pelton turbine, the water supply is fed through a pipeline to the turbine inlet bend and is discharged from a nozzle in the form of a jet. The jet strikes buckets on the turbine wheel and transfers its energy to the wheel. During this process the water is in contact with air at atmospheric pressure and the flow, discharged from the buckets, falls into the tailrace. This type of machine is, therefore, called an 'impulse' or 'free jet' turbine. The size of the jet striking the Pelton wheel buckets matches the motive force required and makes best use of the water flow available. The turbine nozzle is fitted with a spear which is carefully designed to enable the jet to be throttled without distorting its shape. By moving the spear forward the nozzle can be virtually closed and the turbine taken off load. Moving the spear backwards will gradually increase the size of the jet until full power is obtained. The spear is guided in a bearing arrangement which incorporates flow straighteners designed to ensure that the water forms a solid jet free from turbulence. High efficiency is achieved not only by ensuring a good jet formation at all spear openings but also through careful bucket design. It is important that the bucket should absorb the full power available and yet allow the spent water to escape freely without disturbing the jet or the wheel.

Ideal Sites

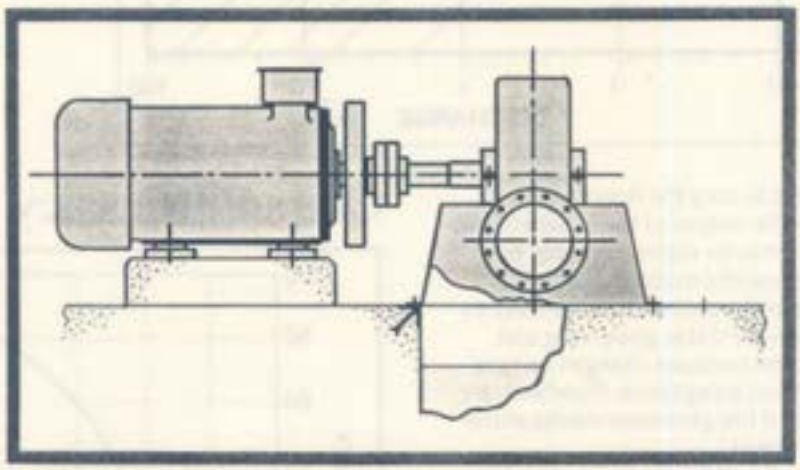
Pelton turbines only operate efficiently where a high head of water is available. We do not recommend their use on heads of less than 30 metres. The Pelton turbine should be set above maximum tailrace flood level and allowed a plentiful supply of air into the turbine case. On no account should the wheel be allowed to become partially submerged due to the vacuum effect which occurs.

Construction

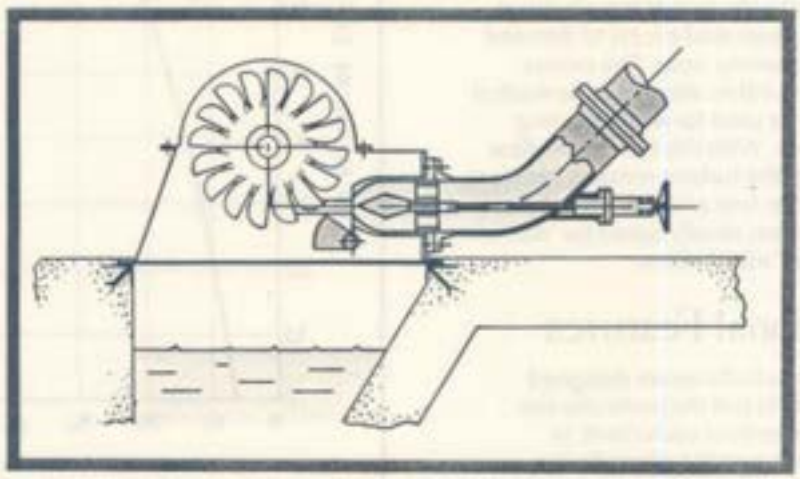
Biwater Pelton turbines are fitted with spears made of corrosion resistant metal and the nozzle incorporates a renewable matching insert, thus making the assembly corrosion and erosion proof and preventing the quality of the jet from deteriorating with use. The Pelton wheel is generally cast integrally with its buckets and is made of stainless steel, aluminium-bronze, manganese-bronze or special close grain iron according to the duty involved. The runner is mounted on a shaft carried on roller bearings and the final assembly is accurately balanced before erection to ensure smooth running.

Governing

On a simple installation where water economy is not essential, the power of the turbine can be controlled by deflecting the jet from the wheel. The jet is allowed to strike the wheel in full or part to match the power required. There is no danger of pressure surges in the pipeline as the flow remains constant. In this case water supply control is achieved through a manually operated spear.
Where water economy is essential the



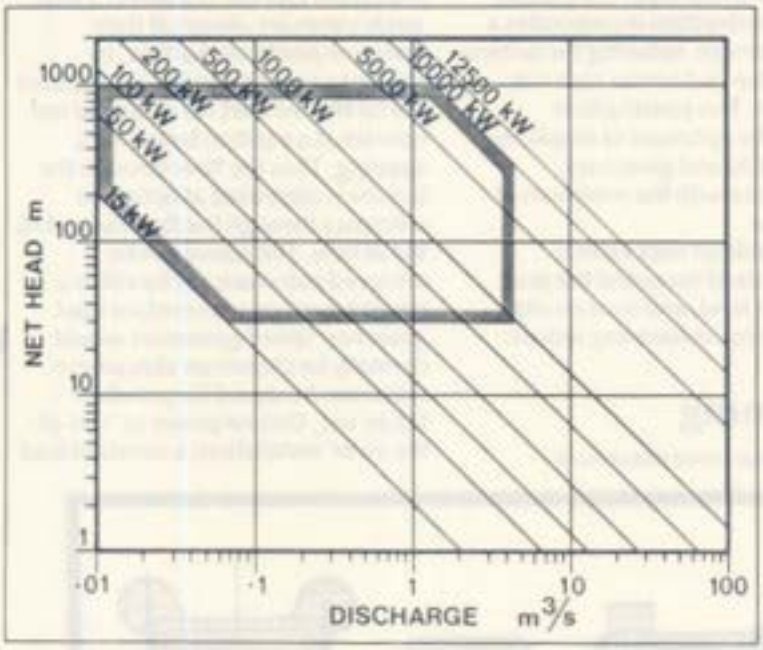
Typical installation arrangement of a Pelton Type Turbine.



Typical cross-section of a Pelton Type Turbine.

Biwater
Hydro Power

Standard Range

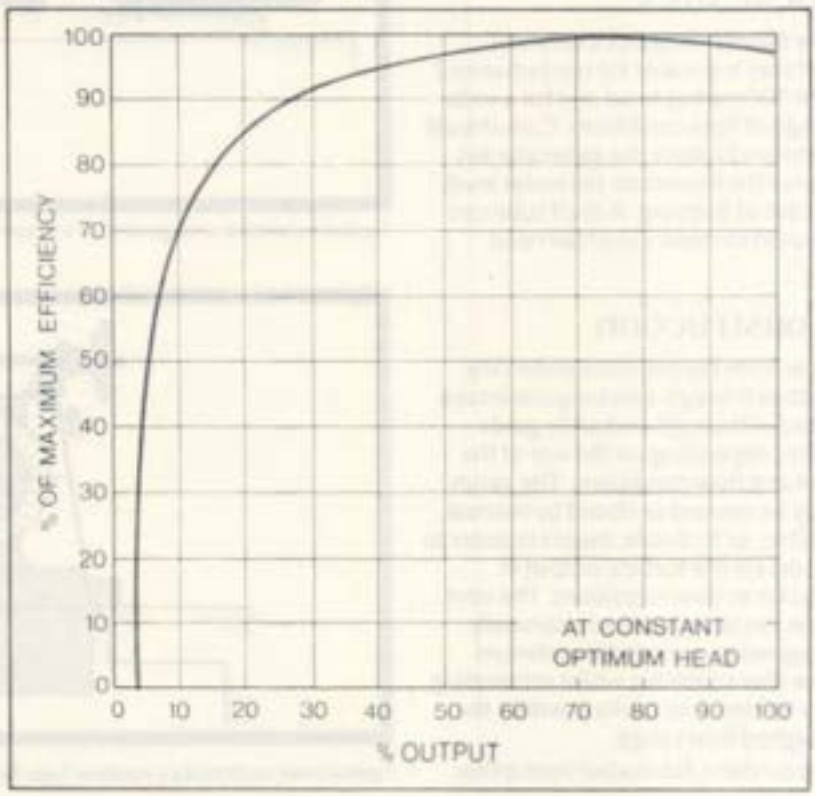


Optional Features

All Pelton turbines are designed to suit particular site requirements. Our engineers will be pleased to discuss any special features, e.g. control, monitoring, stop/start equipment, etc.

spear will be linked to a governor, so that the flow of water is reduced as the power required falls whilst the speed of the turbine remains constant. In exceptional circumstances, where the pipeline is short and of large diameter, a governor linked directly to the spear is adequate. In most cases, however, the speed of the spear movement is restricted by the danger of excessive pressure surges. It is, therefore, essential for the spear to move slowly to protect the pipeline, yet speed governing calls for a rapid decrease in turbine power on load rejection. To achieve this the governor is linked to the jet deflector which operates rapidly, reducing the power available to the turbine wheel without endangering the pipeline whilst the spear is closed more slowly by a separate servo motor as demanded by the pipeline characteristics. This ensures water economy allied to close control of the turbine shaft speed. This more complex system is only of value if the water saved is stored in an upstream dam and is unnecessary in 'run of the river' installations.

Output/Efficiency



Crossflow Type Turbines

Biwater
Hydro Power

Classification

A Crossflow turbine derives its mechanical power by passing a rectangular jet of water twice through its runner blading thus causing the runner to spin. The machine is normally classed as an impulse or free jet turbine; however, this classification is not strictly correct and a mixed flow classification should more literally be applied.
The Biwater Crossflow turbine has a range of specific speeds which neatly spans Francis and Pelton type machines and has particular benefits in its low cost. Whilst the peak efficiency achieved is lower than other types of turbines, the 1/3:2/3 gating of its inlet flow-control vanes enables a very flat efficiency curve to be obtained. Where a set is to be run substantially under partial flow conditions the average efficiency obtained is often higher than with other turbine types.

Ideal Sites

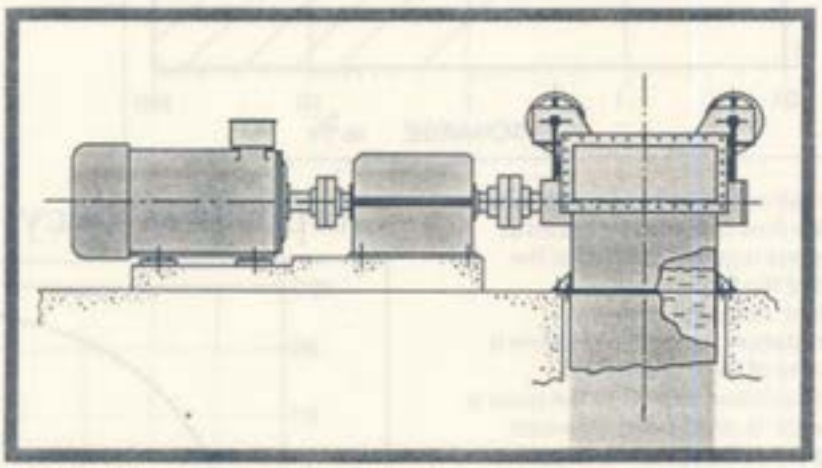
The Biwater range of Crossflow turbines is suitable for use between 2 and 100 metres head and for a wide range of flow conditions. Care should be taken to place the generator set above the maximum tail water level, in case of flooding. A draft tube can be used to make use of tail head.

Construction

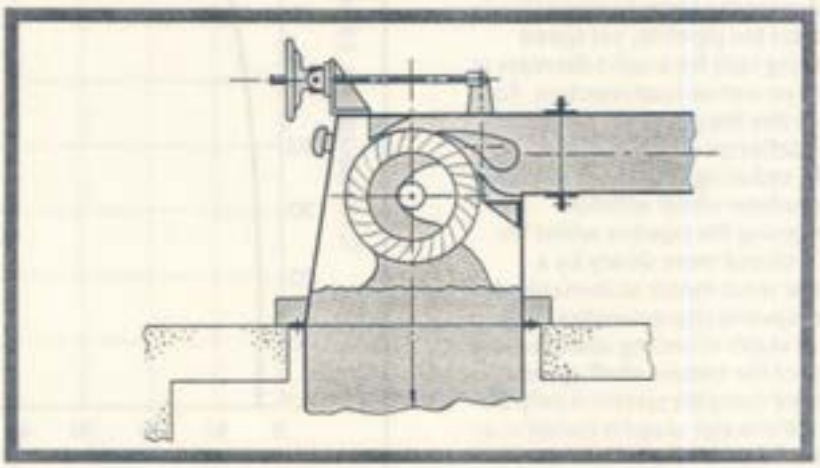
Flow from the penstock enters the turbine through a rectangular intake fitted with single or double guide vanes depending on the size of the unit and flow conditions. The vanes may be opened or closed by manual, electric, or hydraulic means in order to moderate the turbine output in relation to flow conditions. The inlet vane has been hydro-dynamically designed to provide the optimum flow characteristics whilst eliminating any tendency to cavitate within the designed flow range.
The runner is fabricated from either mild or stainless steel and is set in self-aligning bearings. The general turbine construction incorporates a split case design, reducing the turbine to inlet valve and runner case sub-assemblies. This construction provides the optimum of simplicity and reliability and gives easy maintenance with the minimum of down-time.
An adjustable air inlet valve is provided, sized to control the draft tube water level, and is set on site during the commissioning process.

Governing

In order to achieve maximum efficiency for all operating flows it is important that the 1/3 and 2/3 inlet guide vanes are always at their optimum positions. Further, to prevent cavitation and to extend their useful life, the inlet vanes should not operate at a position below 50% opening. Thus the flow through the turbine is controlled at optimum efficiency through the flow range 1/6 to full flow. The above can be achieved automatically by either a speed governor or a constant load governor. Speed governors would normally be chosen on sites where water can be stored for possible future use. On low power or 'run-of-the-river' installations a constant load



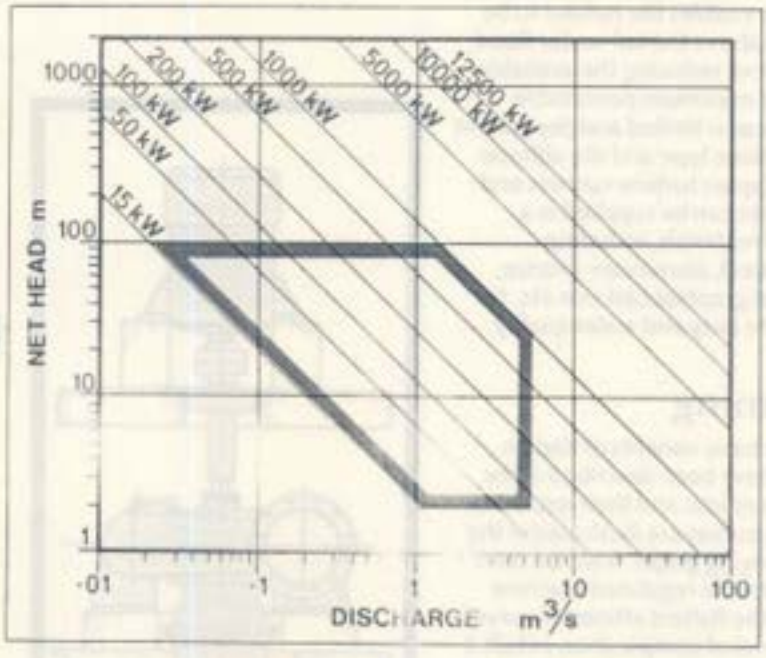
Typical installation arrangement of a Crossflow Type Turbine



Typical cross-section of a Crossflow Type Turbine

Biwater
Hydro Power

Standard Range

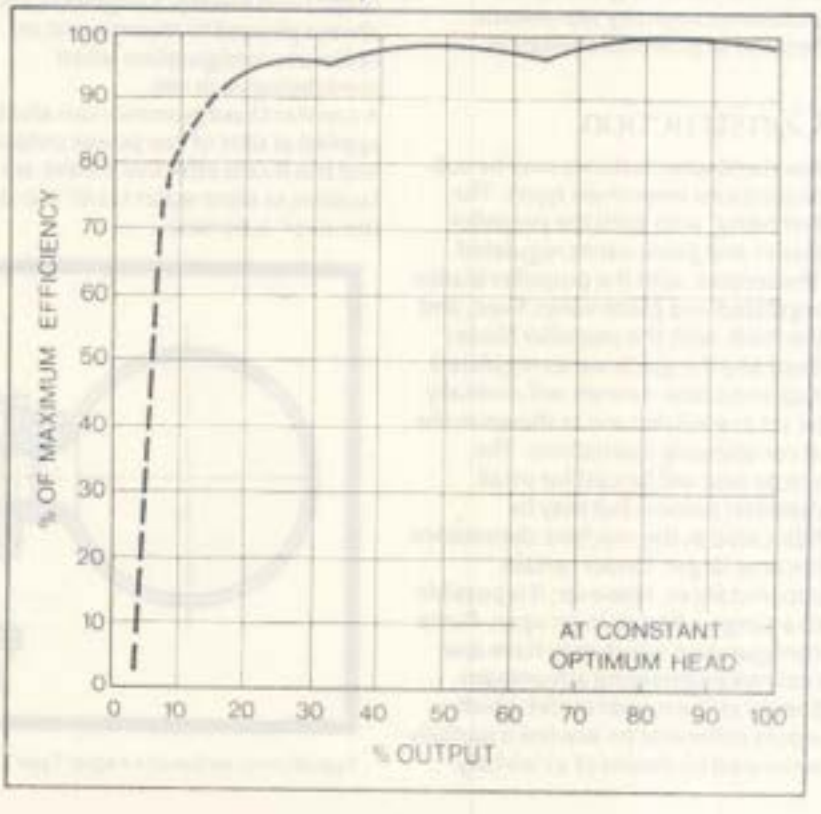


governing device will normally be the most economic.

Optional Features

Crossflow turbines have been standardised in their general design, but Biwater's engineers are always ready to adapt this machine to specific site requirements. In this regard there are many optional features which may be provided including special monitoring equipment for remote start/stop control.

Output/Efficiency



Kaplan Type Turbines

Biwater
Hydro Power

Classification

Biwater Kaplan type turbines are constructed in the form of a propeller with moving or fixed blades. Water is arranged to pass the turbine runner parallel with its shaft axis and a swirl or vortex is pre-imparted to the water column. The effect of removing the swirl, together with a pressure reduction process, transmits energy to the turbine runner. This machine is therefore classified as a reaction turbine.

Ideal Sites

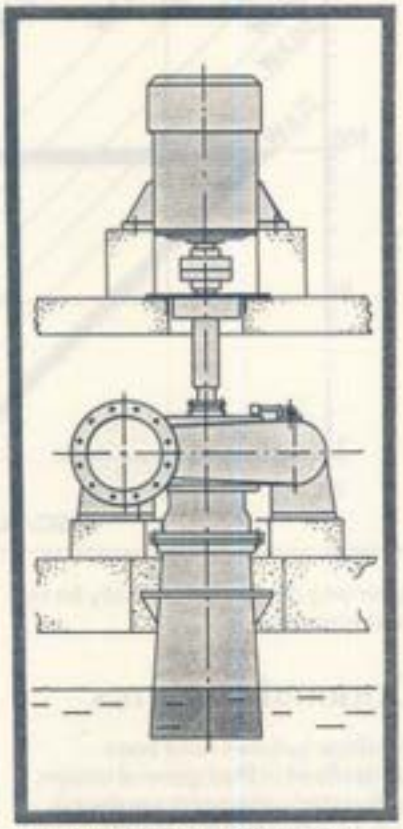
The high specific speed of a Kaplan turbine makes it a cost-effective solution for low head sites, particularly if a large water flow rate is available. Biwater Kaplan turbines are suitable for heads of 1.5 metres up to a maximum of 30 metres. Care must be taken to place the generator set above the maximum tail water level in case of flooding and particular attention must be given to the problems caused by site altitude because of potential cavitation.

Construction

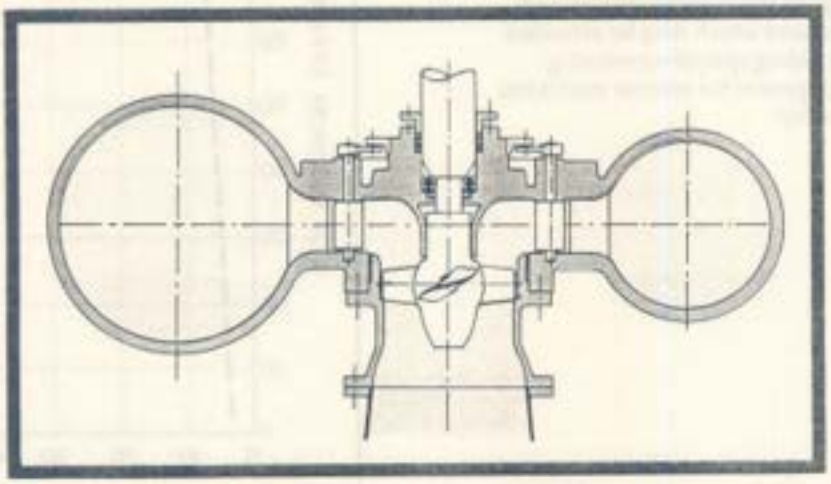
Biwater Kaplan turbines may be sub-divided into three main types. The first being, with both the propeller blades and guide vanes regulated. The second, with the propeller blades regulated and guide vanes fixed, and the third, with the propeller blades fixed and the guide vanes regulated. Kaplan turbine runners will normally be set in a volute case as shown in the accompanying illustrations. The volute case will be cast for small diameter runners but may be fabricated as the machine dimensions become larger. Under certain circumstances, however, it is possible to arrange a Kaplan in an open-flume configuration which may have low cost civil engineering advantages. Energy at the runner outlet which would otherwise be wasted is partially recovered by means of a carefully designed tapered draft tube which leads the water into the tailrace. The draft tube enables the turbine to be mounted above the tail-water flood level without reducing the available head. The maximum permissible suction head is limited and dependent on the turbine type and site altitude. Biwater Kaplan turbine runners and guide vanes can be supplied in a variety of materials, including stainless steel, aluminium-bronze, spheroidal graphite cast iron etc. to suit the site duty and water quality.

Governing

The three basic variants of Kaplan turbines have been described in the previous section, and their respective efficiency curves are illustrated in the accompanying graph. It will be seen that the double regulated machine provides the flattest efficiency curve, but the level of complication entails a higher machine cost. Higher costs can be justified on sites of large power output and Biwater's engineers are always pleased to recommend an optimum configuration when considering each site.
A constant load governor can also be applied at sites of low power output, and this is cost effective if there are no facilities to store water (as in 'run-of-the-river' schemes).



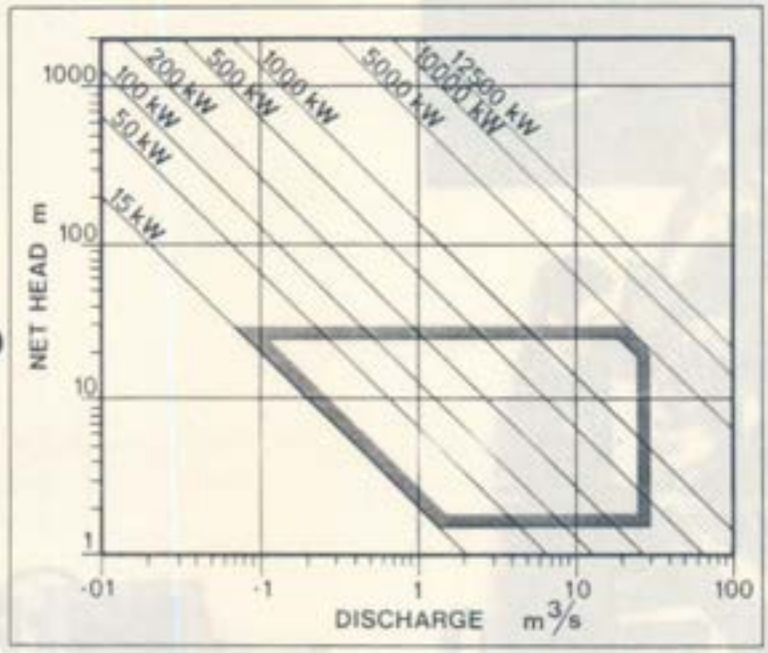
Typical installation arrangement of a Kaplan Type Turbine.



Typical cross-section of a Kaplan Type Turbine

Biwater
Hydro Power

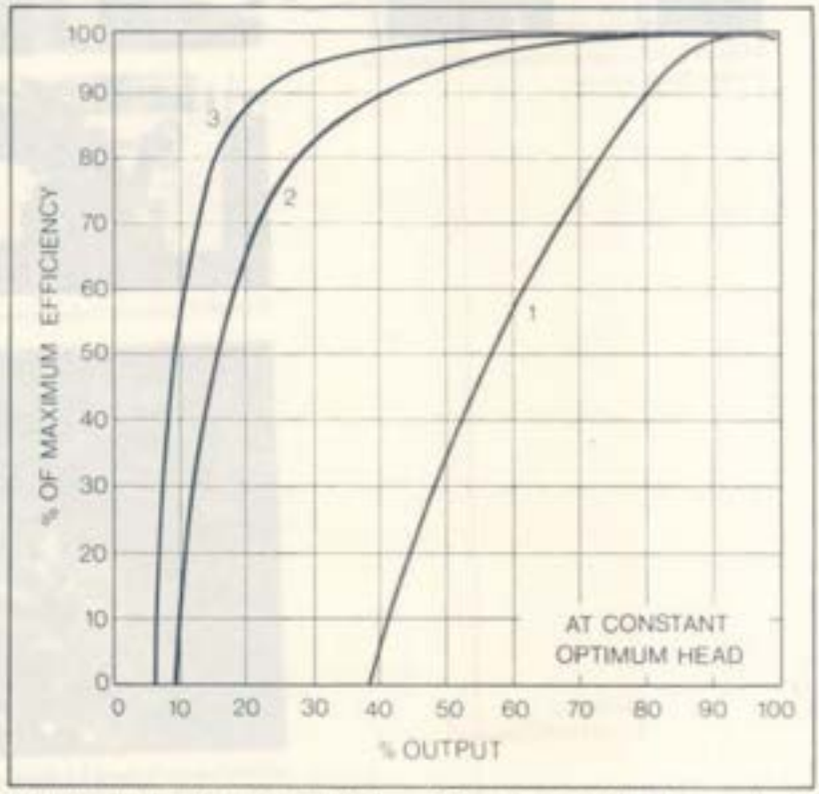
Standard Range



Optional Features

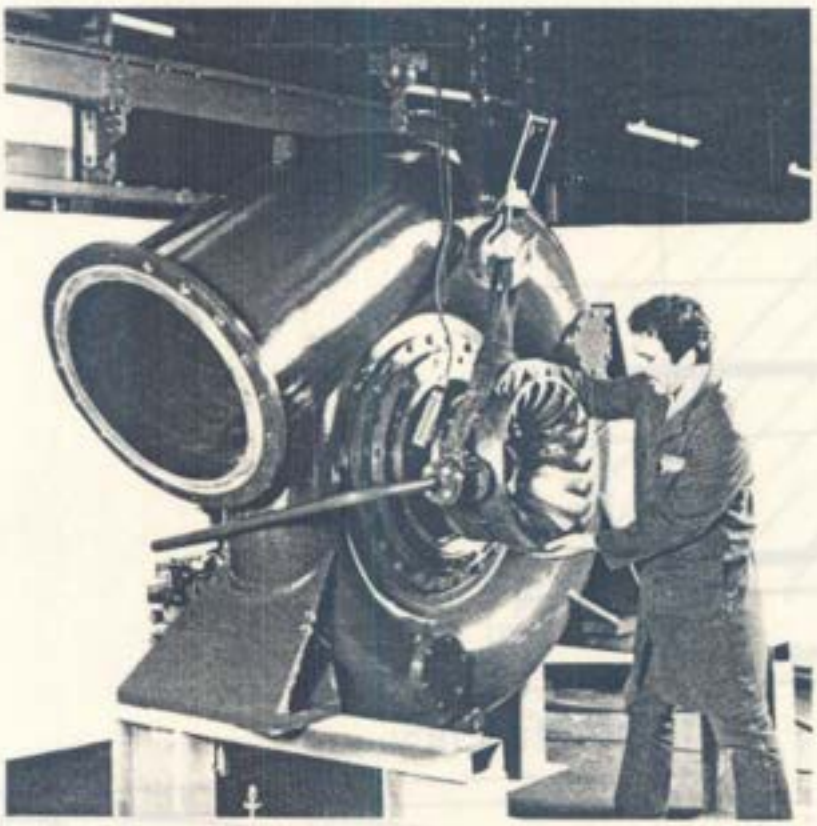
All Kaplan turbines are designed uniquely to suit the particular site requirements of each client. In considering each turbine design, Biwater's engineers are pleased to discuss any special features which may be required. Those may include guide vane slippage indicators, supply control and monitoring equipment, automatic start/stop equipment etc.

Output/Efficiency

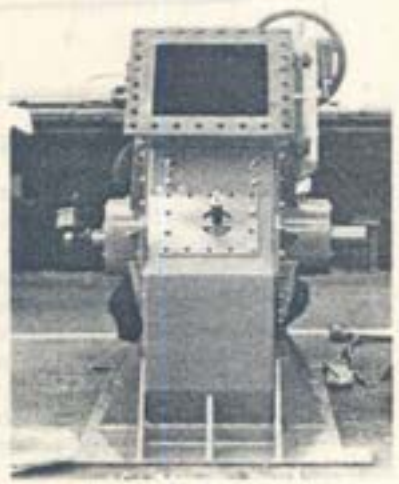


1. Runner fixed guide vanes regulated. 2. Runner reguated guide vanes fixed.
3. Runner & guide vanes regulated.

Biwater
Hydro Power



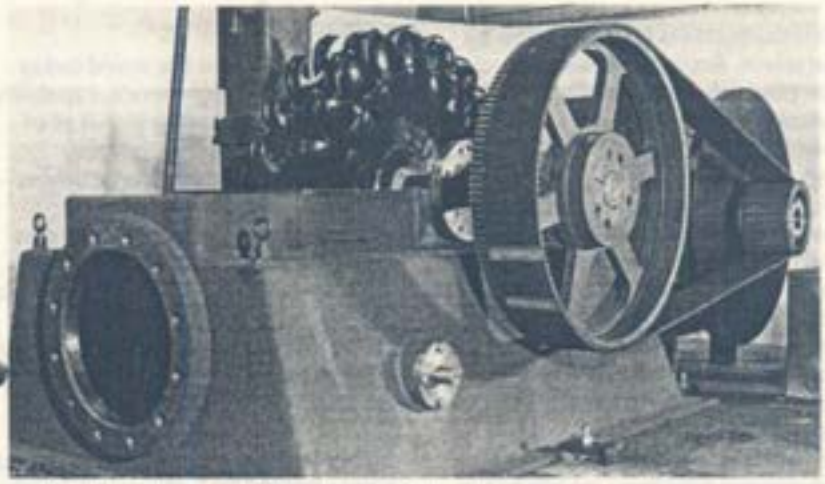
510 kW Francis compensation turbine for the Kielder Water Scheme



150 kW Crossflow turbines used in an energy recovery scheme

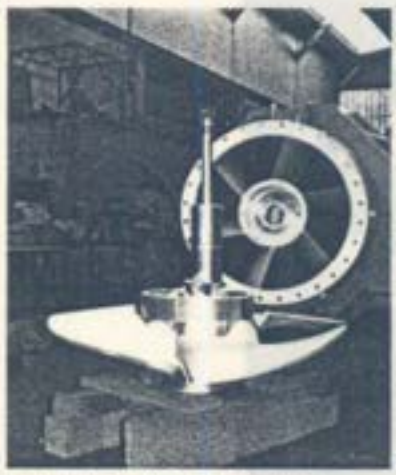
5MW Francis Turbine for North of Scotland Hydro Electricity Board

Biwater
Hydro Power

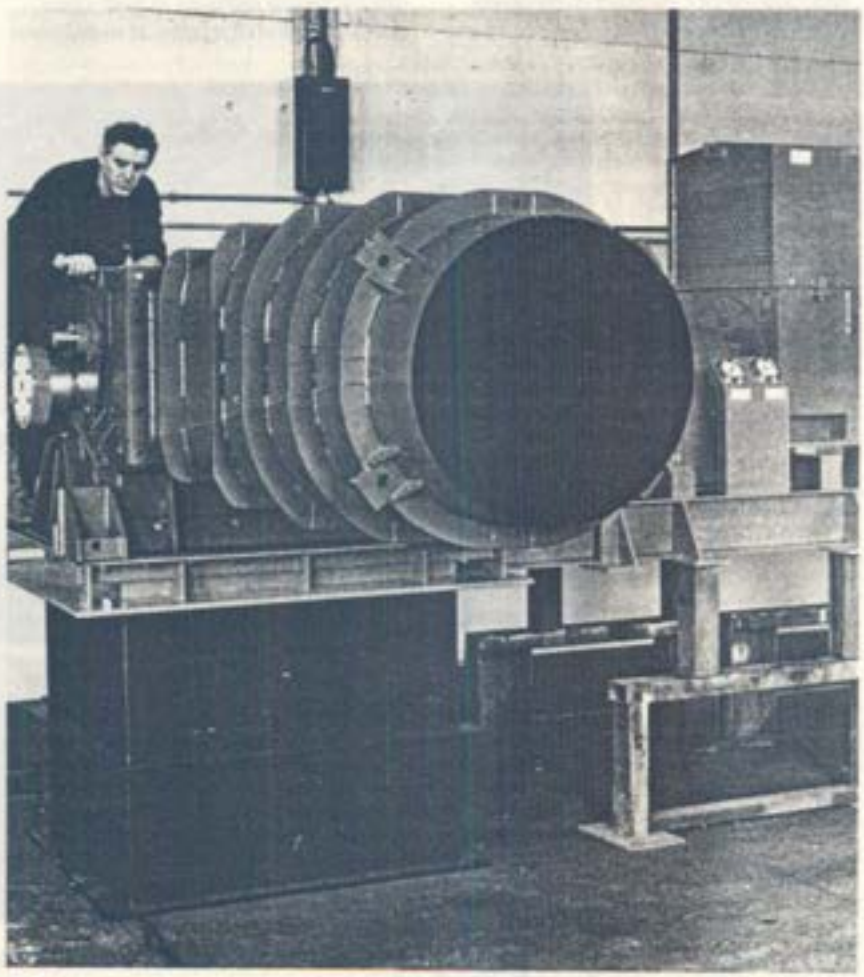


37 kW Pelton-Compensation turbine for the Meggat Reservoir Scheme

A Pelton turbine in an early stage of manufacture



Kaplan turbine runner during works assembly



590 kW Crossflow turbine for Empresa de Electricidade dos Acores E.P.

Biwater
Hydro Power

Turbine Implementation – Total Capability

One of the many strengths of the Biwater Group is its concentration on water engineering. Within the Group, Biwater have companies who are specialists in gates, penstocks, trash screens, screen raking, ductile iron pipes, inlet valves, electric control panels, civil engineering and civil/structural design.

Our experience has been that in the interests of overall efficiency and cost effectiveness, the ideal situation is when all or some of these skills and products can be combined through the implementation of turnkey projects.

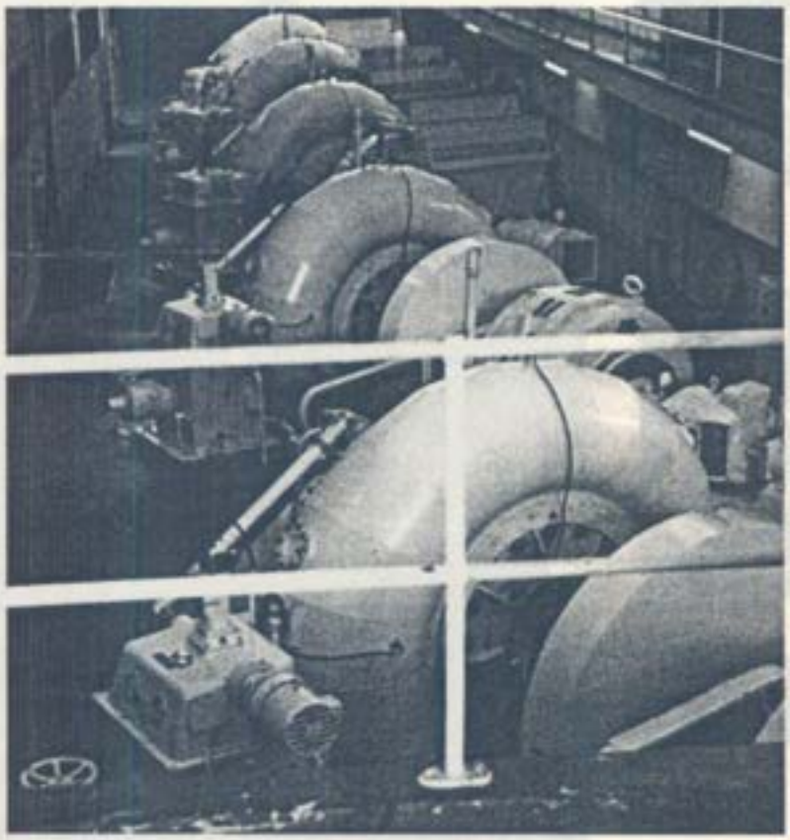
The advantage of the turnkey approach is that only one Management Contract is involved. All of the consequent inter-company communications are completed by ourselves. Accordingly all our companies have but one aim, total customer satisfaction.

Biwater Hydro Power have specialist personnel permanently at your disposal – skilled and experienced in the completion of feasibility studies and their financial implications. On some occasions we are able to put our financial expertise to work on your behalf – we call this 'financial engineering'. Such arrangements could take the form of special terms of payment, leasing, finance, etc.

We will be pleased to provide subsequent long term maintenance contracts, if so desired, to ensure that your scheme remains in first-class condition and operates at maximum efficiency.

Few companies in the world today have the skills, experience, capability and resources to bring about all of these activities in their entirety without the need to involve others – Biwater is one of them.

Wherever you are in the world you will want your hydro scheme to be expertly designed, to be built on time to a high standard and to go on performing for years without trouble. If these are YOUR objectives then why risk your reputation or that of your client by considering systems from lesser suppliers when you could have a BIWATER turbine and join the many satisfied customers worldwide.



Five Biwater 1 MW horizontal Francis turbines installed at Musonda Falls Power Station, Zambia.

Biwater
Hydro Power

The Micro Hydro Solution – Standardised Turbines

There are many thousands of sites around the world which are perfectly exploitable, but either through poor site conditions or because of restricted electrical demand they produce only a few 10's of kilowatts. In order to provide a worthwhile investment it is necessary that the first cost of the installation is as low as possible. The Biwater solution to this problem is a range of standardised turbines which have been specially designed for their simplicity and rugged performance. These machines, together with a range of complementary inlet valves, control panels, governors, etc. ensure that the most cost effective scheme is available to you.

Further, we have designed our standard schemes in such a way as to include the minimum of civil works, thus reducing the overall costs still further.

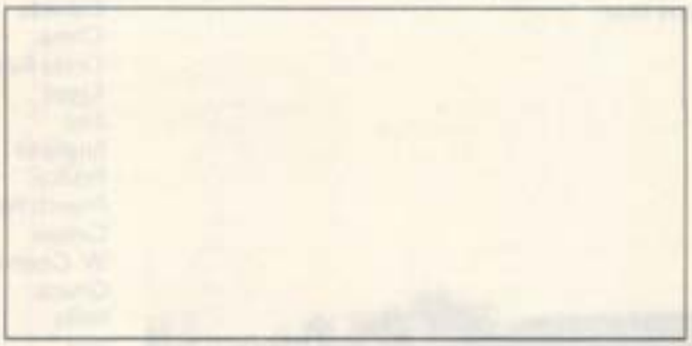
We would be pleased to provide you with details of our standard machines which we feel sure you will agree represent an appropriate solution to micro hydro power sites.

Two Standard Kaplan turbines at Moncrabeau, France.

When embarking upon any hydro scheme there must be many aspects that you would like to discuss with an experienced hydro engineer – selecting the right turbine – ancillary control equipment – turnkey contracts including civil works – and so on. Please contact us either through one of our local offices or direct at our headquarters at Ringwood. We would welcome the opportunity to tell you more about hydro power – particularly Biwater's hydro power. Our installation experience already covers clients in the following countries:

Argentina
Australia
Belgium
Burundi
Canada
China
Costa Rica
Egypt
Eire
England
France
French Polynesia
Gabon
W. Germany
Ghana
India
Iran
Italy
Kenya
Libya
Luxembourg
Morocco
Netherlands
New Zealand
Nigeria
Pakistan
Papua New Guinea
Peru
Portugal
Puerto Rico
Scotland
Spain
Sri Lanka
Republic of Sudan
Switzerland
Syria
Thailand
Uganda
U.S.A.
U.S.S.R.
Venezuela
Wales
West Indies
Zambia
Zimbabwe

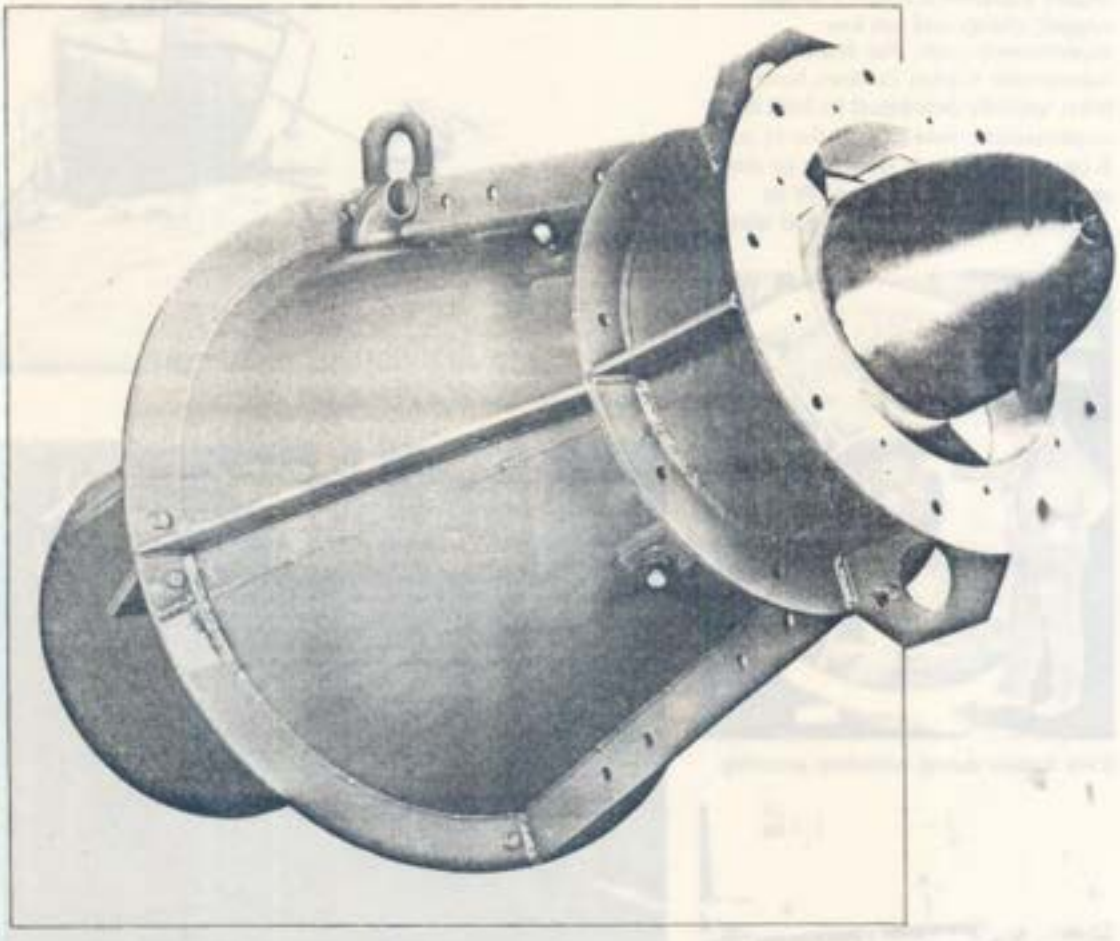
Biwater – a world hydro power



Biwater
Hydro Power

Armfield Engineering Limited
Crowe Arch Lane, Ringwood, Hampshire BH24 1PE
Telephone (04254) 2405 Telex 418295 ARLICO G

Submersible Kaplan Turbines



Biwater
Hydro Power

Biwater
Hydro Power

Why Standardised Submersible Kaplan Turbines

Hydro sites with small power outputs require equipment which is simple, rugged, cheap and has low maintenance costs. The Biwater submersible Kaplan Turbines have been specially developed to fulfil these requirements. Two ranges, the H and B types, with heads from 1m to 7m and power outputs from 6kW to 280kW will suit most low head sites.

B148 Turbine installed in a refurbished watermill

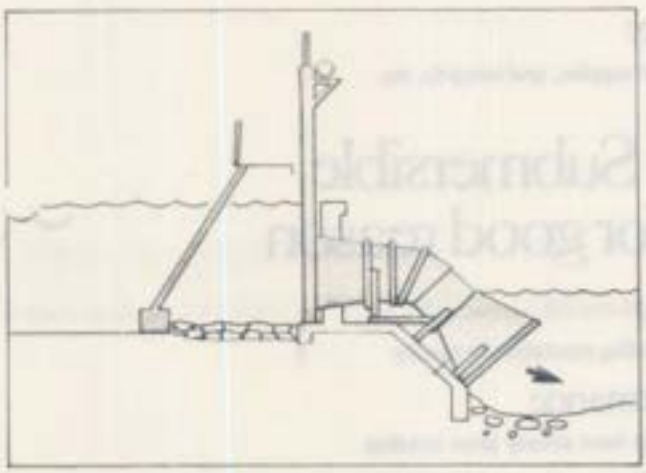
B148 Turbine during workshop assembly

Two H11 Turbines during installation

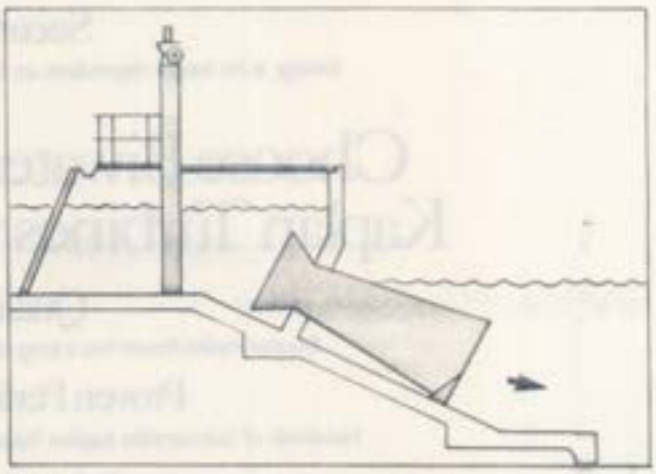
H11 Turbine installed as part of a new hydro development

Biwater
Hydro Power

Simple civil engineering and a range of complementary gates and associated machinery make for cost effective installations



Typical installation requirements for H type

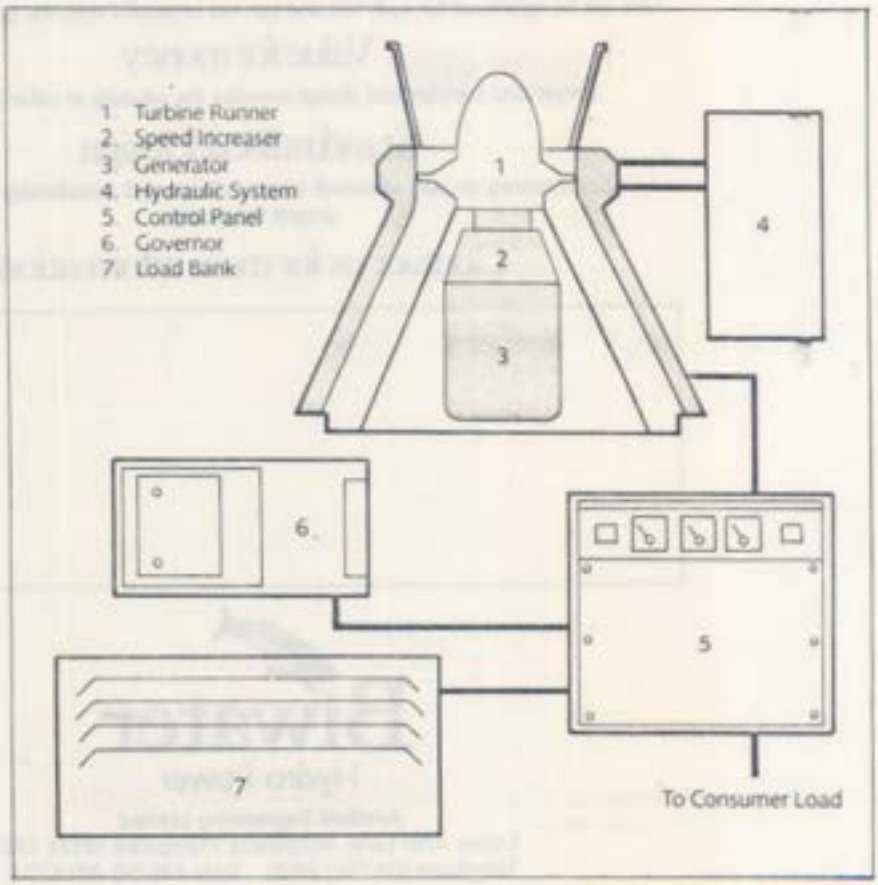


Typical installation requirements for B Type

How the system works

Water passes through the turbine causing the propellor to turn. An epicyclic gearbox enables a low cost, high speed generator to be driven by the turbine, operating at its optimum speed. The gearbox ratio can be selected to suit the site conditions, providing an economic solution to a wide range of site conditions.

A standardised electrical control panel is provided containing the necessary electrical protection equipment. Control of the turbine output can be attained using a solid state "constant load" device. This increases or decreases the turbine load using a series of "dummy" electrical loads and ensures a high quality electrical AC output. Where large flows of water are available, two or more turbines can be run in parallel. As can be seen, the system is very flexible and can be "tailored" to suit most low head sites.



Micro Hydro Makes Sense

Proven Technology

as compared with other alternative energy devices.

Very low running costs

with minimum maintenance and an inflation proofed energy source.

Financial Sense

Capital is not tied up in fuel stocks, whilst consistent energy costs enable long term planning.

Security

Energy is no longer dependent on fuel supplies, grid integrity, etc.

Choose Biwater Submersible Kaplan Turbines for good reason

Quality

Biwater Hydro Power has a long standing reputation for quality.

Proven Performance

Hundreds of Submersible Kaplan Turbines have already been installed.

Adaptability

Sets can be optimised for each site and can run in parallel with the grid or stand alone.

Value for money

Simple and standardised design provides the ultimate in value for money.

Standardised Design

Saves money on cost of overall scheme design and considerably compresses project timescales.

Contact us for more information

Biwater
Hydro Power

Armfield Engineering Limited
Crowe Arch Lane, Ringwood, Hampshire BH24 1PE
Telephone (04254) 2405 Telex 418295 ARLICO G

Biwater

facsimile

(If you have not received all pages clearly, please contact the sender immediately)

From Kieron Hanson

To Ing Alvaro Acosta

Company Univ. de la Republica

Ref

CIO Uruguay
Facsimile No 5982 715446

Date 7 August 1991

No of pages (including this page) 1

For the attention of Ing Alvaro Acosta

Thank you for your recent fax addressed to Mr K Grubb at the Biwater Hydropower Ringwood office. Please note our new address is :-

Biwater Hydro Power
Millers Road
Warwick CV34 5AN
England

Tel : ++ 926 411740
Fax : ++ 926 410740

Telex : 317473

Director : Dr Tom Jardine

In answer to your enquiry we do not have a general price list and prefer to deal with each enquiry as it comes. For this we need :-

Site name
Head
Flows
Site Arrangement
Any other technical details

However we would recommend that for heads between 4 and 15m and relatively large flows Kaplan (full or semi) should be used.

As a guide Kaplan turbine, gearbox, generator, control panels etc for a 500 kW machine under 4m head would be around £210,000. A 500 kW Francis turbine under a 15m head would be slightly less, say £160,000.

I hope this is of some help but please contact us if we can offer further assistance.

Best regards.

Kieron Hanson
Project Manager

KPH/AS

Biwater

facsimile

(If you have not received all pages clearly, please contact the sender immediately)

From MARK JEFFORD

Facsimile No 010 5982 715446

To Ing. ALVARO ACOSTA

Date 2 DECEMBER 1991

Company UNIV. La La REPUBLICA

No of pages including this page 3

Ref TE 8355

Thank you for your fax of 11/9/91. Our budgetary quotations for the 2 sites of La Bolsa and Andresito are shown below.

We are unable to give you separate prices for the generators since they are an integral part of the turbine and need to be compatible with the turbine runner.

Biwater Hydro Power
Warwick CV34 5AN
Telex 317473 BIWATER G Facsimile 0926 410740

PROJECT: ANDRESITO

SITE CONDITIONS

NETT HEAD	5.00 m
RATED FLOW	20.0 m^3/s
MAXIMUM MECHANICAL OUTPUT PER UNIT AT 10.0 m^3/s	406 kW
RATED ELECTRICAL OUTPUT	390 kW

SCOPE OF SUPPLY

2 OFF BULB KAPLAN TURBINE INCLUDING

- HYDRAULICALLY ADJUSTABLE ALUMINIUM BRONZE PROPELLOR BLADES o/d 1.34 m
- MILD STEEL TURBINE CASING WITH GUIDE VANES
- SPHEROIDAL GRAPHITE IRON HUB
- HYDRAULIC POWERPACK.

2 OFF SYNCHRONOUS GENERATOR RUNNING AT 1000 rpm INCLUDING

- GEARBOX
- BEARINGS SUITABLE FOR OVERHUNG RUNNER.

2 OFF LOW VOLTAGE CONTROL PANEL

Total budget price for 2 units FOB UK Port £ 222,000

EXCLUDING

- CIVIL WORK
- INSTALLATION . COMMISSIONING.

We hope that the above quotations are satisfa[illegible] that we may be of further assistance to you.

Yours sincerely

M H Jelford

PROJECT: LA BOLSA

SITE CONDITIONS

NETT HEAD	3.00 m
RATED FLOW	10.0 m^3/s
MAXIMUM MECHANICAL OUTPUT AT 10.0 m^3/s	238 kW
RATED ELECTRICAL OUTPUT	220 kW

SCOPE OF SUPPLY

1 OFF BULB KAPLAN TURBINE INCLUDING

- HYDRAULICALLY ADJUSTABLE ALUMINIUM BRONZE PROPELLOR BLADES o/d 1.58 m
- MILD STEEL TURBINE CASING WITH GUIDE VANES
- SPHEROIDAL GRAPHITE IRON HUB
- HYDRAULIC POWER UNIT

1 OFF SYNCHRONOUS GENERATOR RUNNING AT 1000 rpm INCLUDING

- GEARBOX
- BEARINGS SUITABLE FOR OVERHUNG RUNNER.

1 OFF LOW VOLTAGE CONTROL PANEL.

Total budget price for 1 unit FOB UK Port £ 114,000

EXCLUDING

- CIVIL WORKS
- INSTALLATION & COMMISSIONING.

Open Flume Kaplan Turbines

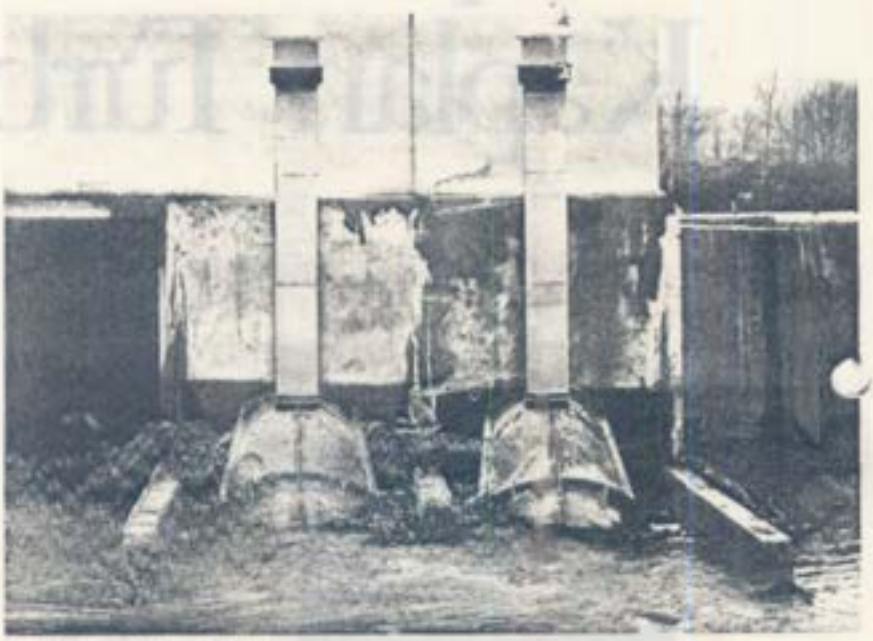
Biwater

Hydro Power

Biwater
Hydro Power

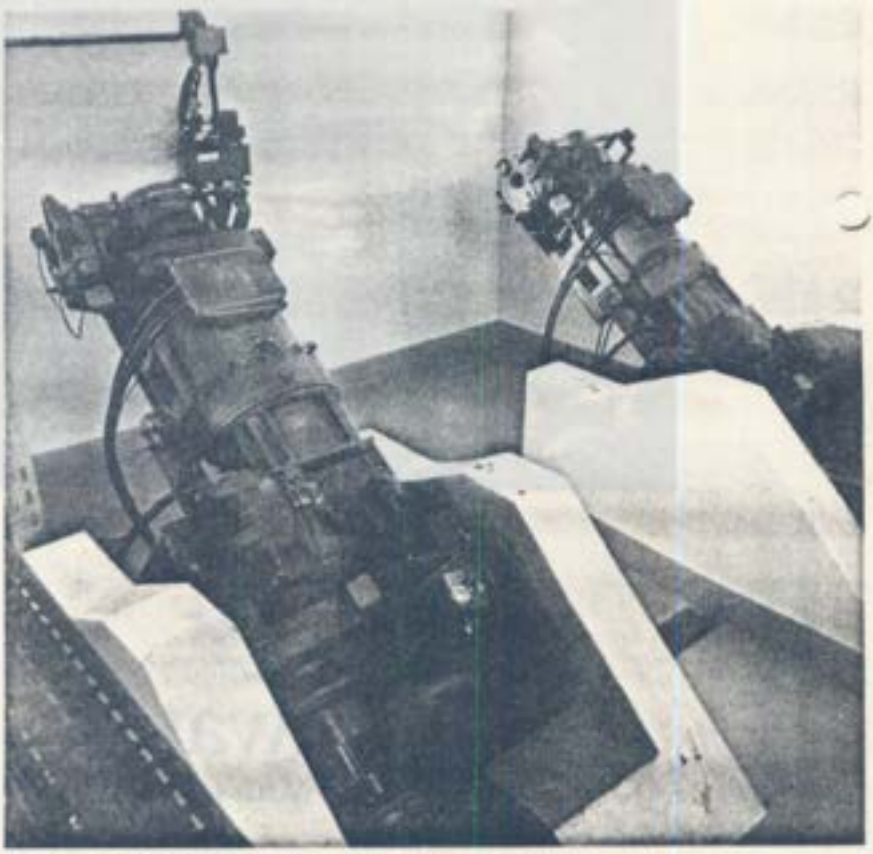
Why Standardised Open Flume Kaplan Turbines

Low head hydro sites need equipment which is simple, rugged, cheap and has low maintenance costs. The Biwater Open Flume Kaplan Turbines have been specially designed to meet these requirements where higher power outputs prevent submersible machines being used. The K range is suitable for heads from 2.75m to 7m with bored diameters from 600W to 1800W.



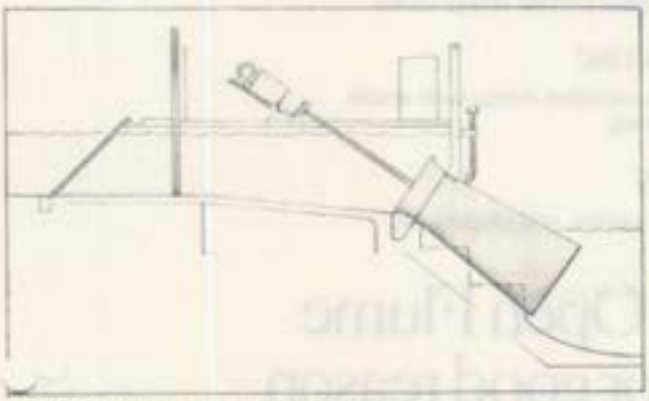
Twin K series hydro installation

K148 Turbine draft tube and tailrace layout



Gearbox and generator arrangement for two K series Turbines

Biwater
Hydro Power



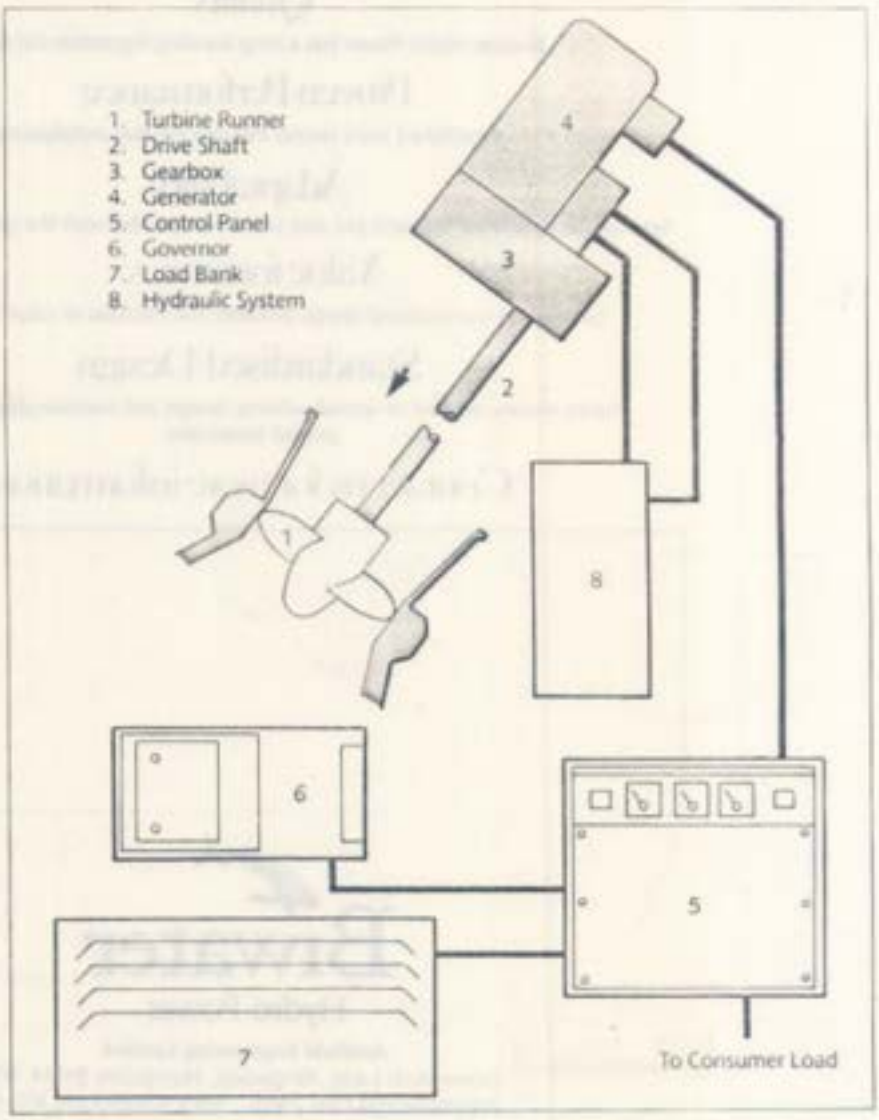
Typical installation requirements for the K range

Simple civil engineering and a range of complementary gates and associated machinery make for cost effective installations

How the system works

Water passes through the turbine causing the propellor to turn. An output shaft, driven by the turbine, is arranged to drive a speed increasing gearbox mounted in a simple plant room above the water level. The gearbox ratio can be selected to suit the site conditions and allows the turbine to spin at its optimum speed whilst making use of an economic high speed generator.

A standardised electrical control panel is provided containing the necessary electrical protection equipment. Control of the turbine output can be attained using a solid state "constant load" device. This increases or decreases the turbine load using a series of "dummy" electrical loads and ensures a high quality electrical AC output. Where large flows of water are available two or more turbines can be run in parallel. As can be seen, the system is very flexible and can be "tailored" to suit most low head sites.



Micro Hydro Makes Sense

Proven Technology

as compared with other alternative energy devices

Very low running costs

with minimum maintenance and an inflation proofed energy source.

Financial Sense

Capital is not tied up in fuel stocks, whilst consistent energy costs enable long term planning

Security

Energy is no longer dependent on fuel supplies, grid integrity, etc.

Choose Biwater Open Flume Kaplan Turbines for good reason

Quality

Biwater Hydro Power has a long standing reputation for quality.

Proven Performance

Established track record through existing installations

Adaptability

Sets can be optimised for each site and can run in parallel with the grid or stand alone

Value for money

Simple and standardised design provides the ultimate in value for money

Standardised Design

Saves money on cost of overall scheme design and considerably compresses project timescales

Contact us for more information

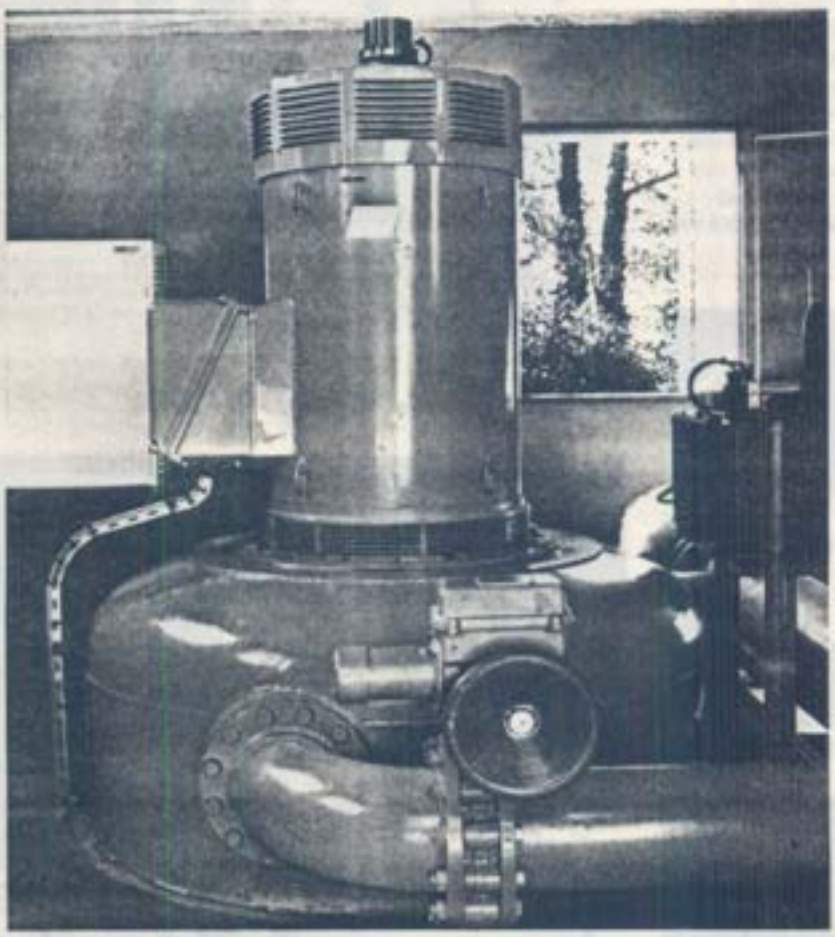
Biwater

Hydro Power

Armfield Engineering Limited
Crowe Arch Lane, Ringwood, Hampshire BH24 1PE
Telephone (04254) 2405 Telex 418295 ARLICO G

614

Standardised Pelton Turbines

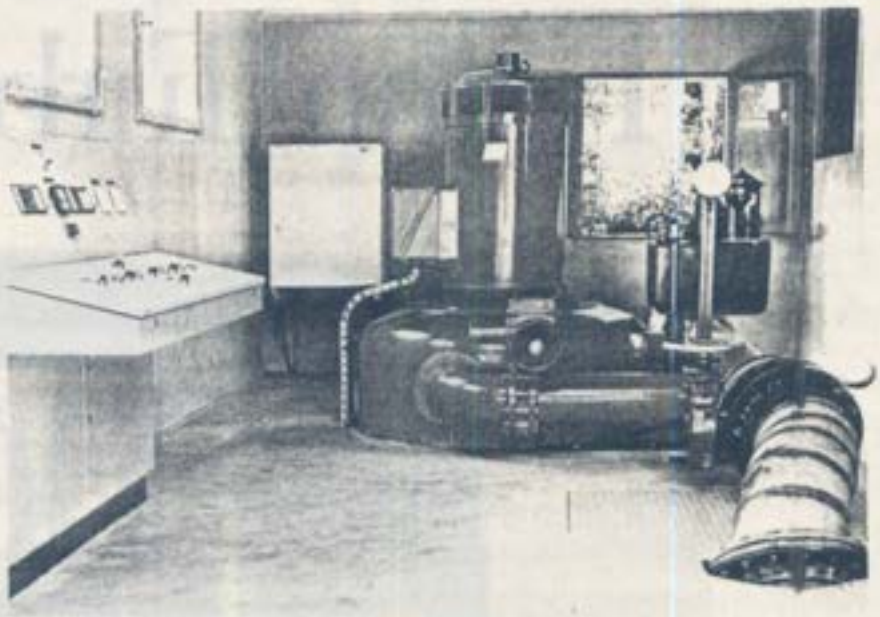


Biwater
Hydro Power

Biwater
Hydro Power

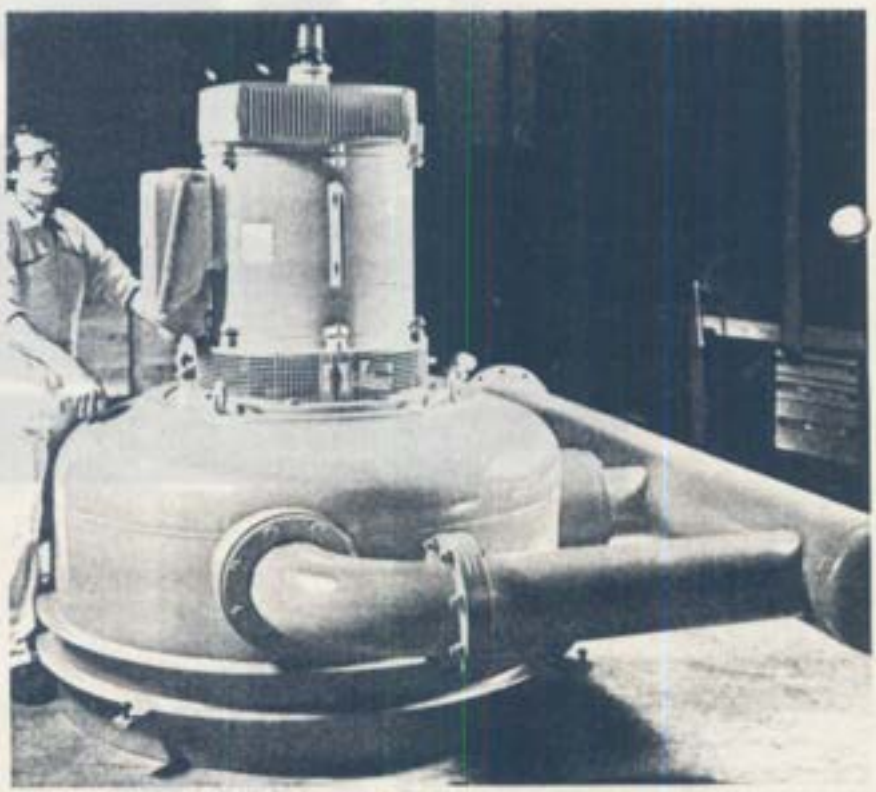
Why Standardised Pelton Turbines

Hydro sites with small power outputs require equipment which is simple, rugged, cheap and has low maintenance costs. The Biwater Standardised Pelton turbine fulfils these requirements. These machines are very cost effective when the power output required is relatively small compared to the head available. The range can be applied to any site with a head of 25m to 200m and power outputs from 10kW to 500kW.



Powerhouse arrangement for twin jet Pelton Turbine.

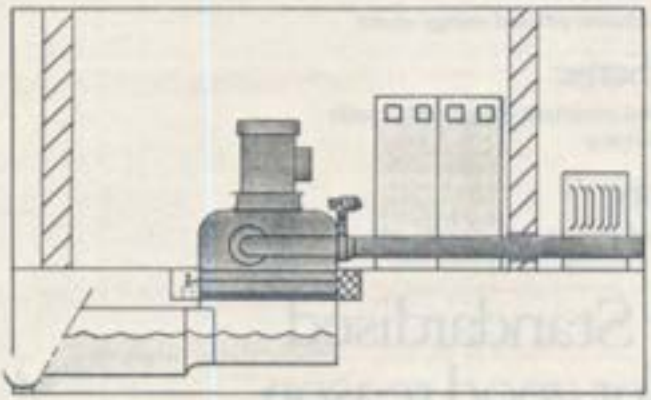
Generator and overhung Turbine runner.



Fully assembled Pelton Turbine generator.

Pelton Turbine during assembly.

Biwater
Hydro Power



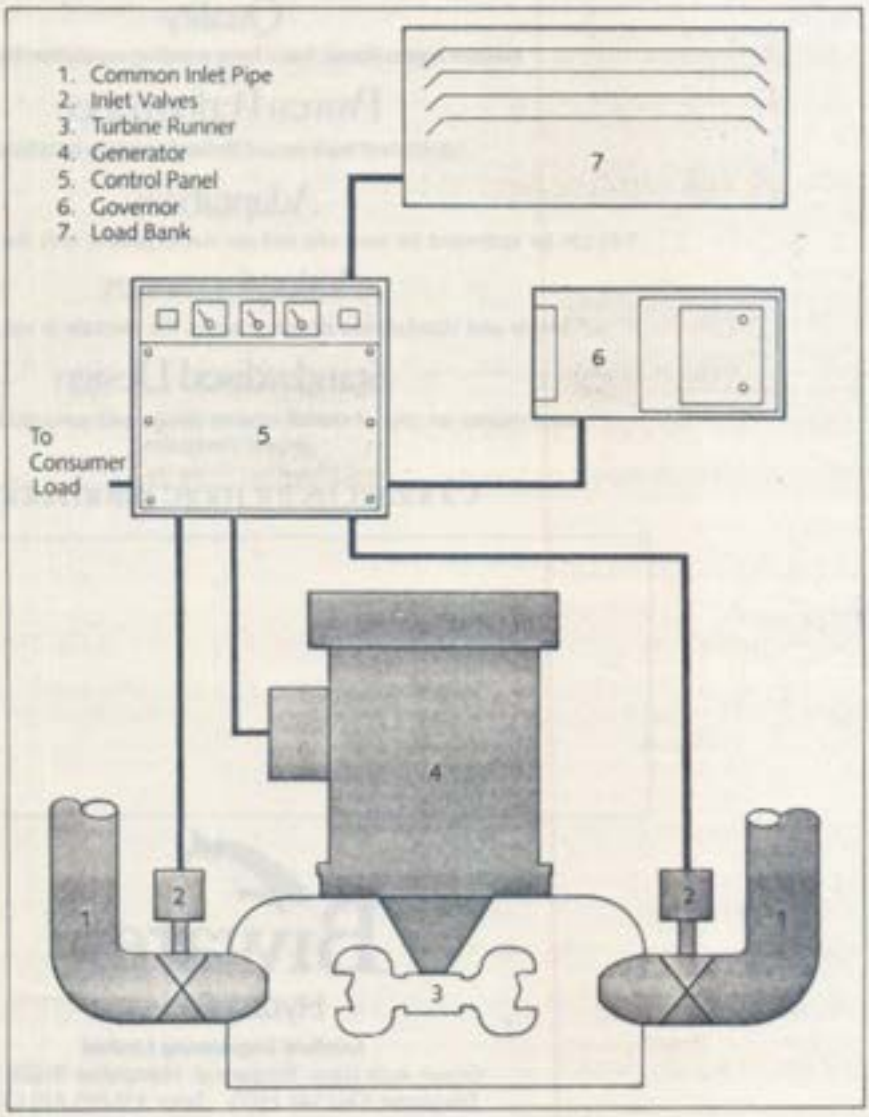
Typical installation requirements for Standardised Pelton Turbines

Simple civil engineering and a range of complementary gates and associated machinery make for cost effective installations

How the system works

One or more nozzles are used to direct water at the turbine wheel, causing it to turn. The nozzles are controlled by butterfly valves so that the amount of water consumed can be matched to that available. The turbine wheel is selected so as to be able to direct drive a vertical, close coupled generator at a speed appropriate to either 50Hz or 60Hz.

A standardised electrical control panel is provided containing the necessary electrical protection equipment. Control of the turbine can be attained using a solid state "constant load" device. This increases or decreases the turbine load using a series of "dummy" electrical loads and ensures a high quality electrical AC output. The control panel opens or closes water nozzles as appropriate to make the best use of the water available. Where larger flows of water are available, two or more turbines can be run in parallel — as can be seen, the system is very flexible and can be "tailored" to suit most high head sites.



Micro Hydro Makes Sense

Proven Technology

as compared with other alternative energy devices.

Very low running costs

with minimum maintenance and an inflation proofed energy source.

Financial Sense

Capital is not tied up in fuel stocks, whilst consistent energy costs enable long term planning.

Security

energy is no longer dependant on fuel supplies, grid integrity, etc.

Choose Biwater Standardised Pelton Turbines for good reason

Quality

Biwater Hydro Power has a long standing reputation for quality.

Proven Performance

Established track record through existing installations.

Adaptability

Sets can be optimised for each site and can run in parallel with the grid or stand alone.

Value for money

Simple and standardised design provides the ultimate in value for money.

Standardised Design

Saves money on cost of overall scheme design and considerably compresses project timescales.

Contact us for more information

Biwater

Hydro Power

Armfield Engineering Limited
Crowe Arch Lane, Ringwood, Hampshire BH24 1PE
Telephone (04254) 2405 Telex 418295 ARLICO G

63A

small water turbines

ŠKODAEXPORT

SMALL WATER TURBINES

The Foreign Trade Corporation Škodaexport Prague, ČSSR is the exporter of small Kaplan and Francis water turbines which are manufactured by the Group Enterprise ČKD Blansko — Jiří Dimitrov Works. These turbines are of a simple execution and have all been proven in operation.

In order to facilitate your orientation in the selection of a locality for a small water power plant as well as for putting together an inquiry for a suitable type of turbine with accessories, we take the liberty of presenting to you this Catalogue of Small Water Turbines.

In accordance with the diagrams and illustrations of typical arrangements which are listed in the Catalogue, you can make a preliminary selection in accordance with the magnitude of the utilized head and water flow of a suitable type of turbine, its impeller diameter and location with regard to the minimum water level in the discharge canal which determines the maximum permissible suction height. In accordance with the diagram it is furthermore possible to determine the performance, speed as well as the arrangement of the turbine, so that it satisfies the local conditions.

After receiving your inquiry, including your individual wishes, we are going to present to you an offer for the equipment of a small water power station out of a series of types and sizes in accordance with the diagrams in the Catalogue.

Should the starting parameters for the preliminary determination of the type and size of the turbine exceed the regions of the diagrams, we are in a position to present to you an offer with individually designed turbines and their accessories.

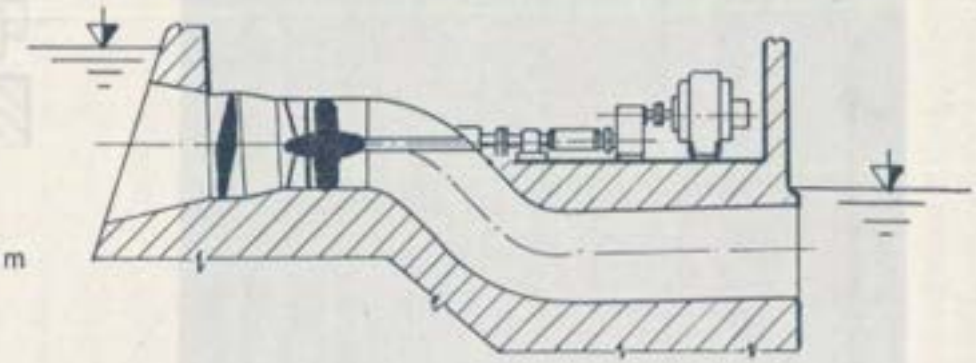
BLANSKO

WE ARE OFFERING SMALL
WATER POWER STATIONS
AND THE FOLLOWING EQUIPMENT:

A

A

DIRECT-FLOW KNEE-TYPE
KAPLAN TURBINES 4 KPK 10
FOR A RANGE OF HEADS FROM 2 m TO 10 m



B

KAPLAN TURBINES 4 K 84
FOR A RANGE OF HEADS FROM 1.5 m TO 10 m

C

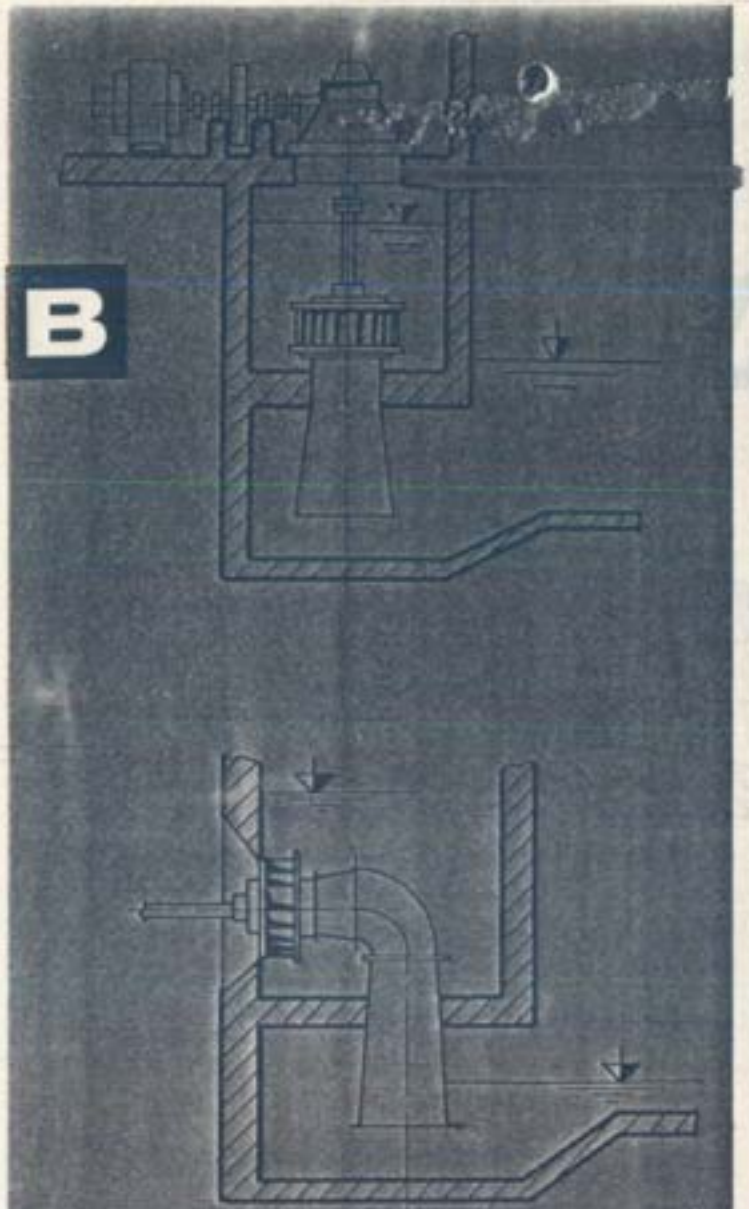
FRANCIS TURBINES F 30 RF
FOR A RANGE OF HEADS FROM 5 m TO 30 m
AND 50 m, RESPECTIVELY

EQUIPMENT FOR THE AUTOMATIC SPEED
CONTROL OF WATER TURBINES SLUICE GATES,
RACKS, STOP LOGS AND GATES

4 KPK 10

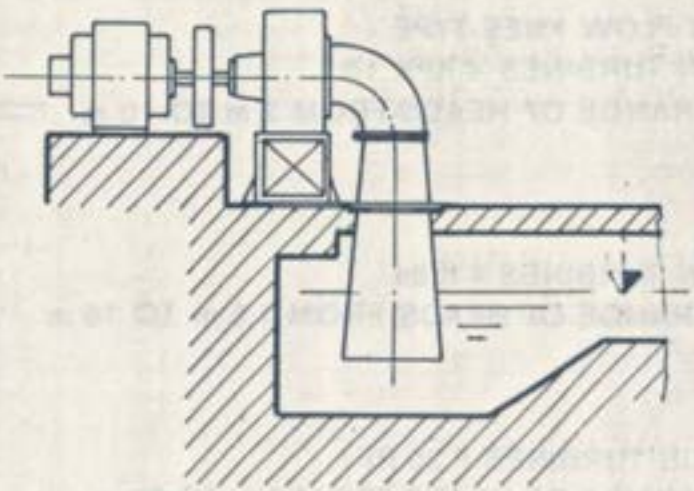
64 A

B



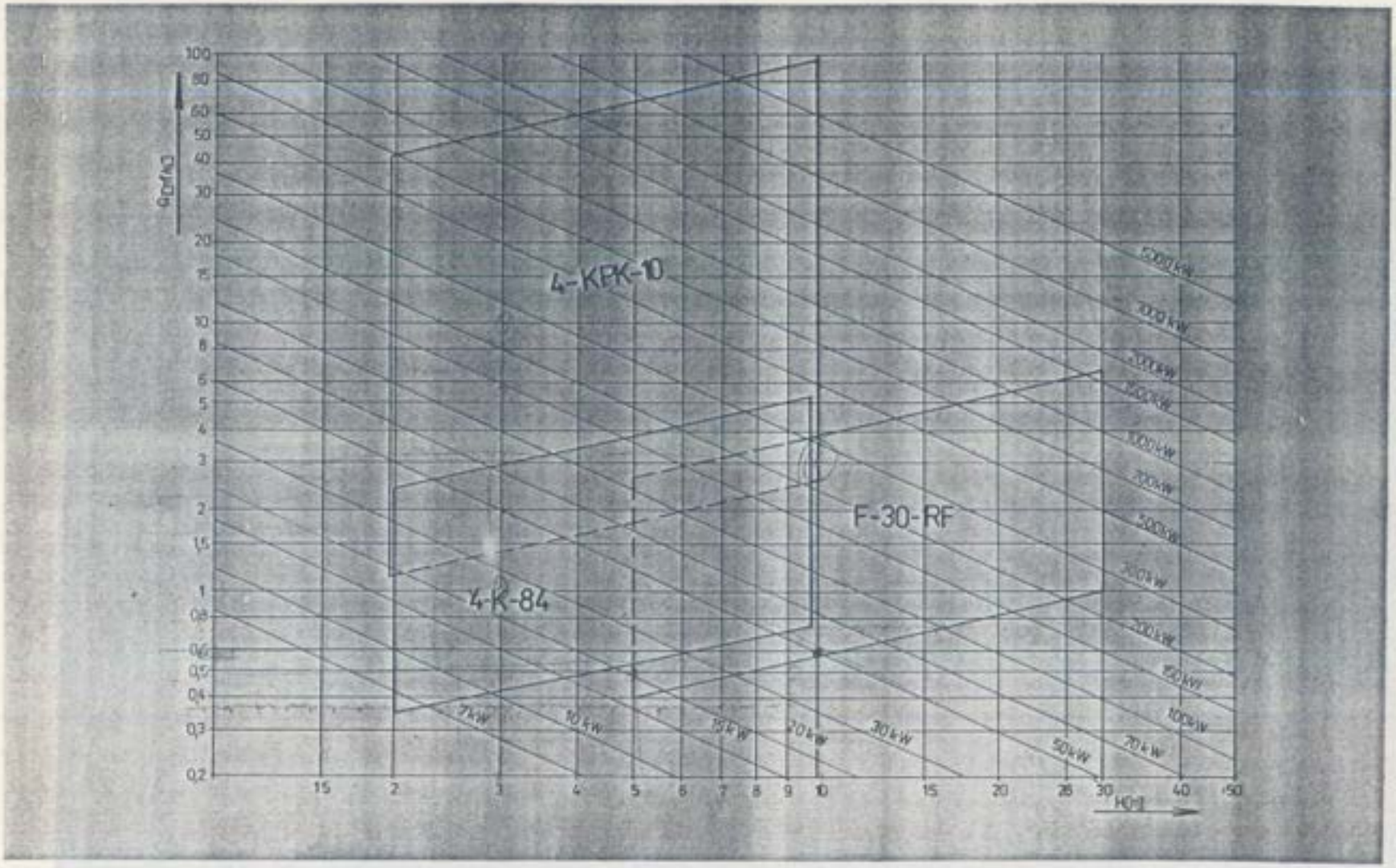
4 K 84

C

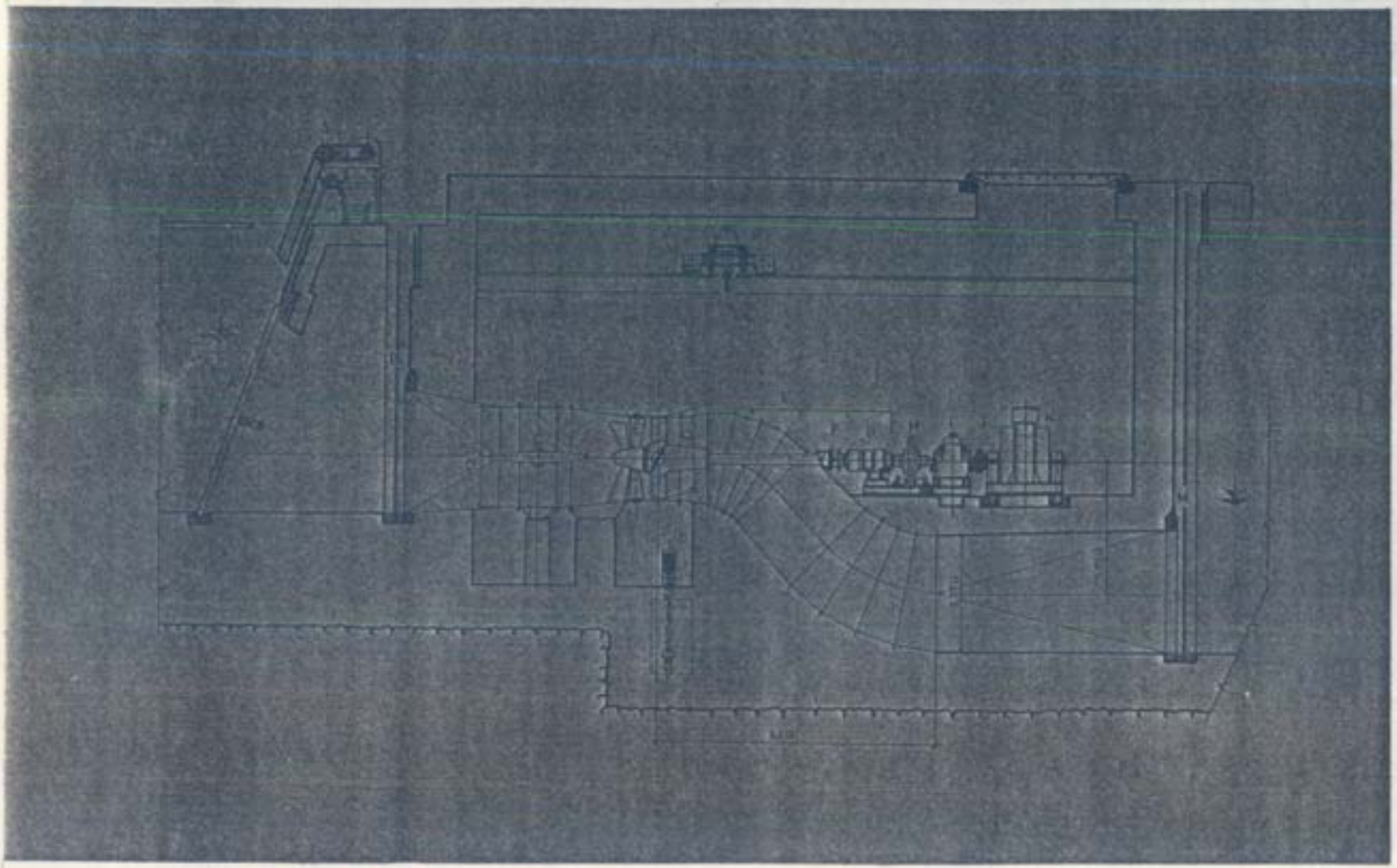


F 30 RF

REGIONS OF UTILIZATION OF SMALL WATER TURBINES
IN DEPENDENCE FROM THE UTILIZED WATER HEAD AND FLOW



ŠKODAEXPORT



4 KPK 10

DIRECT-FLOW HORIZONTAL KNEE-TYPE
KAPLAN TURBINES 4 KPK 10

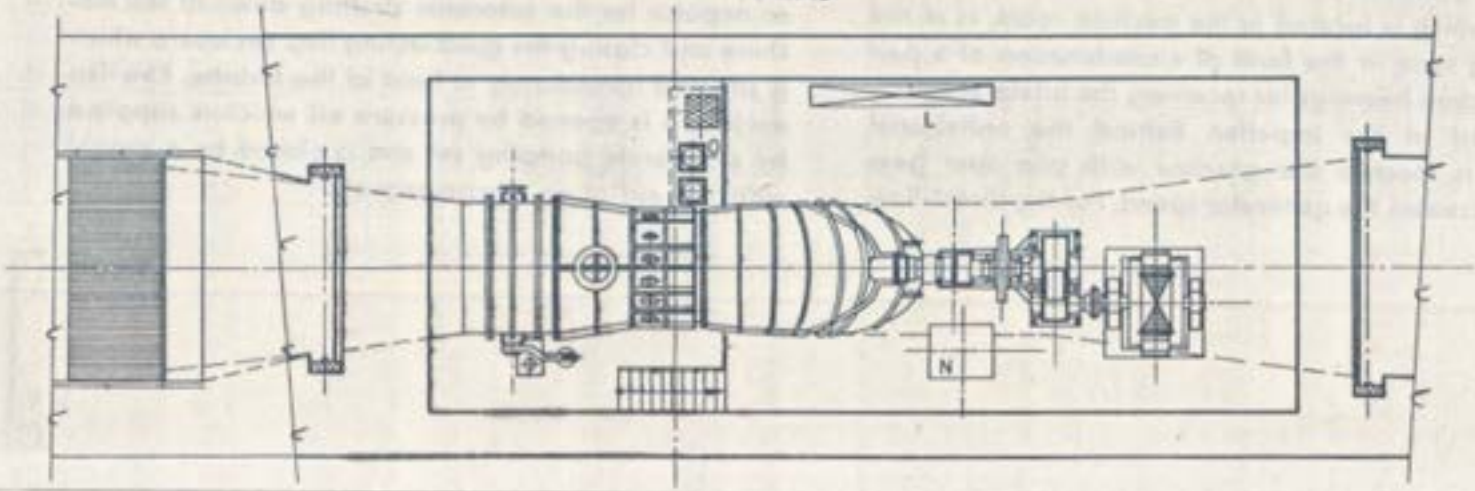
BLANSKO

A RACKS
B INTAKE STOP LOGS
C QUICK-CLOSING FLAP VALVE
D RUNNER DIAMETER
E RIGID DISTRIBUTOR
F STUFFING BOX
G RADIAL THRUST BEARING
H BRAKING DISK
I GEARBOX
J ELASTIC COUPLING
K GENERATOR
L ELECTRIC SWITCHBOARD
M OUTFLOW STOP LOGS
N PUMPING SET
O PUMPING OUT OF WATER FROM DRAUGHT TUBE
P ERECTION CRANE
R COVER ABOVE ASSEMBLY HOLE
S CLEANING MACHINE

IMPELLER DIAMETERS: 1 m, 1.25 m, 1.5 m, 1.75 m, 2 m, 2.25 m, 2.5 m, 2.75 m, 3 m, 3.25 m, 3.5 m

RANGE OF HEADS FROM 2 TO 10 m

WATER FLOW VOLUME FROM 1.4 $m^3.s^{-1}$ UP TO 100 $m^3.s^{-1}$



4 KPK 10

669

DIRECT-FLOW HORIZONTAL KNEE-TYPE KAPLAN TURBINES 4 KPK 10

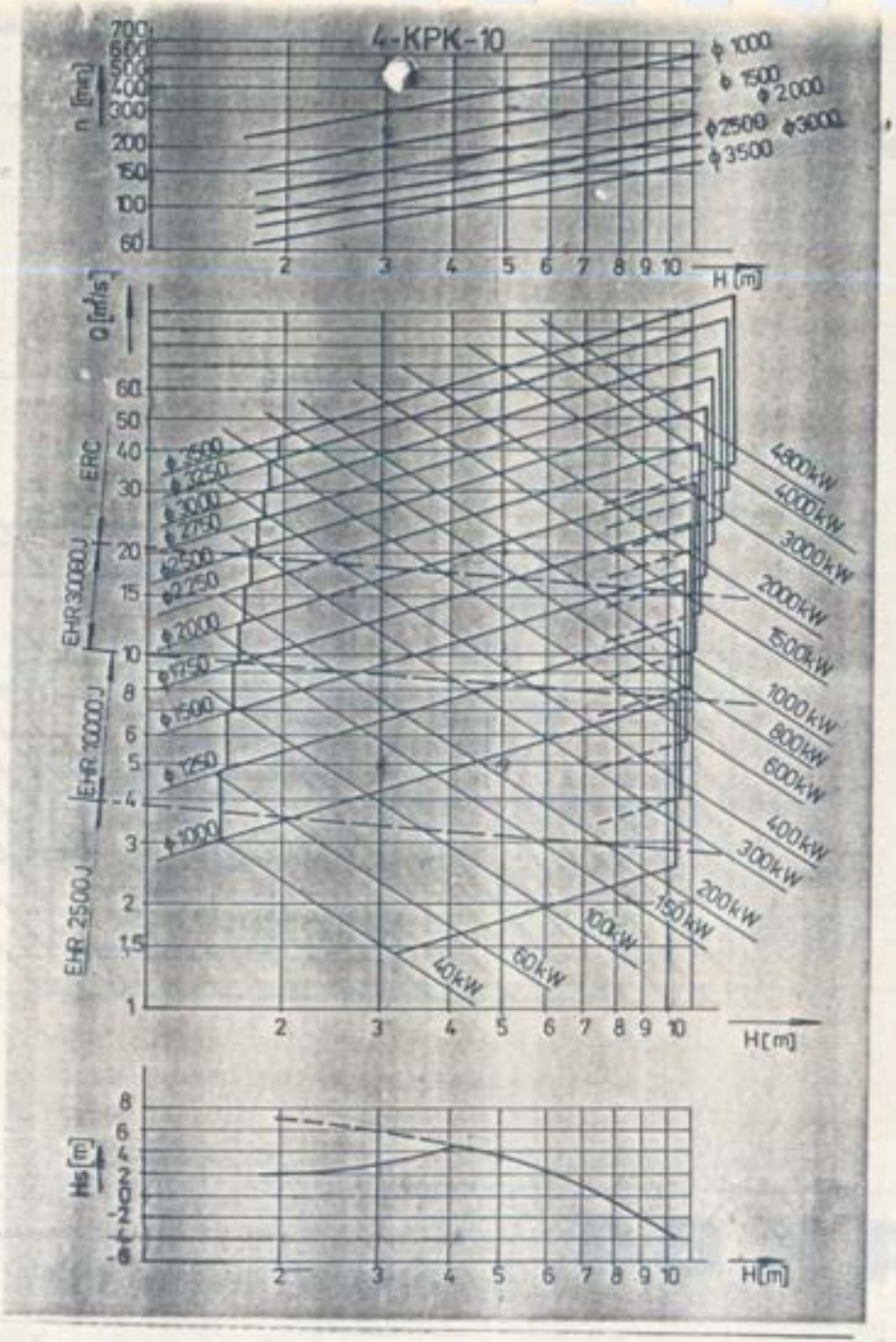
The direct-flow horizontal knee-type Kaplan turbine has an impeller with four adjustable blades which are controlled by a hydraulic servomotor with the aid of pressure oil supplied by the pumping set of the electro--hydraulic speed regulator. The distributor is fixed. The guide bearing of the turbine is of the pan type, swiveling construction with a rubber (teflon) insertion piece. It is lubricated and cooled with water. Since in the hub self-lubricating bushings are employed, it is not filled with oil. The radial-axial bearing of the turbine which is located in the machine room, is of the swiveling type in the form of a combination of a pair of antifriction bearings for receiving the bilateral hydraulic thrust of the impeller. Behind the radial-axial bearing is located the gearbox with one spur gear which increases the generator speed. For the direct-flow knee-type turbines is envisaged above all a parallel operation with the power supply system, a separate operation then only in cases with favourable regulation conditions. Upon parallel operation the impeller blades are controlled from the upper level.

The machinery equipment is provided for self-contained operation with an automatic electro-hydraulic speed regulator which is controlled by an electric speed sensor on the turbine shaft. Each machinery equipment is also provided with sensors which in case of a defect give an impulse for the automatic shutting down of the machine and closing the guick-acting flap enclosure which is situated immediately in front of the turbine. The flap enclosure is opened by pressure oil which is supplied by a separate pumping set and is closed by a weight with the aid of an electromagnet.

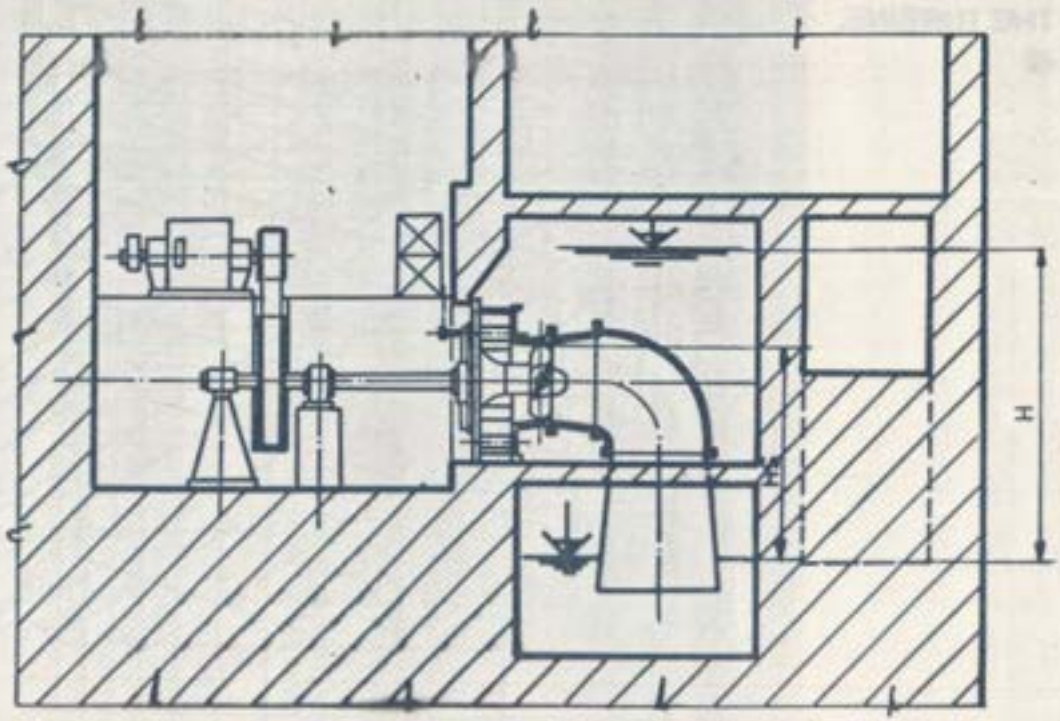
4 KPK 10

DIAGRAM
FOR THE PRELIMINARY
DETERMINATION
OF THE PERFORMANCE, SPEED,
IMPELLER DIAMETER,
SUCTION HEIGHT OF THE TURBINE,
TYPE AND SIZE OF THE
SPEED REGULATOR

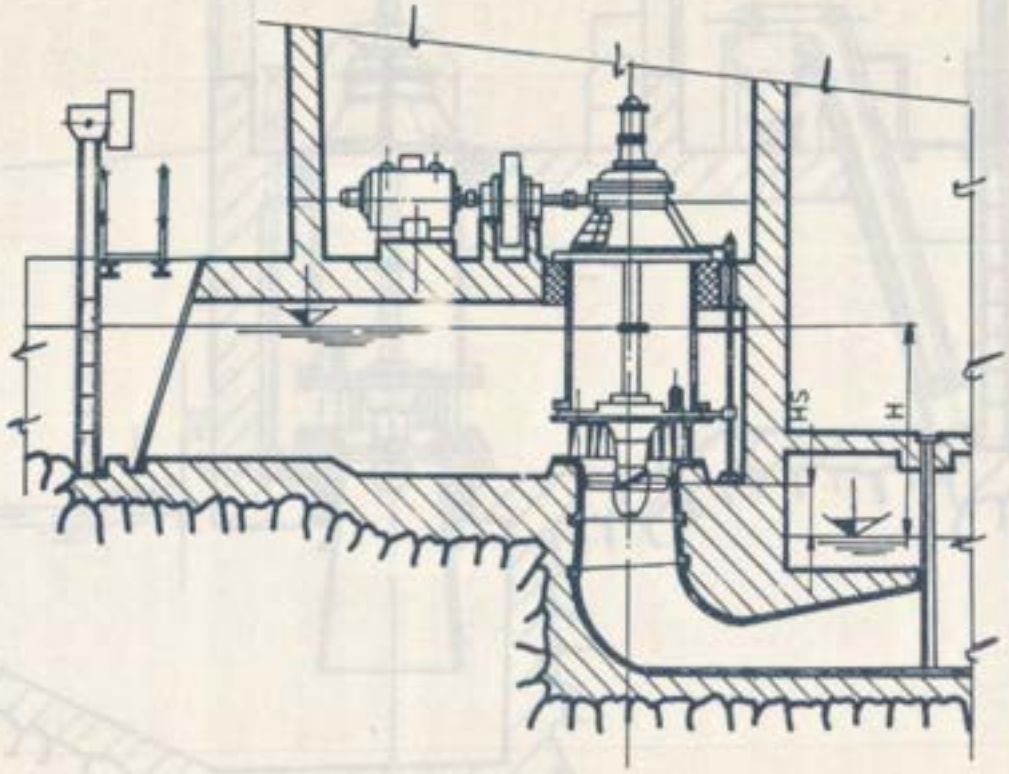
4 KPK 10



67 A



4 K 84



4K84

4 K 84

BLANSKO

KAPLAN TURBINE 4 K 84

Impeller diameter: 0.63 m, 0.71 m, 0.8 m, 0.9 m, 1 m.
Range of heads from 1.5 to 10 m.
Water flow volumes from 0.5 $m^3.s^{-1}$ up to 6.0 $m^3.s^{-1}$.

Horizontal or vertical execution in a concrete impeller chamber. For heads up to 5 m we are offering a simple arrangement of the horizontal Kaplan turbine with a four-blade impeller. The turbine is located in a concrete impeller chamber. It is provided with a controllable distributor and the runners can be adjusted in the shut-down state of the machinery equipment with a manual mechanism for the attainment of optimum operation for the given flow and head. The radial-axial bearing with the shaft stuffing box which are lubricated with water, are located in the turbine cover. The impeller chamber and the suction pipe elbow are cast from grey cast-iron, the conical suction pipe is welded from steel sheets. The flywheel on the turbine shaft serves at the same time as a pulley for driving the generator through a step-up belt transmission.

For heads above 5 m we are offering the vertical arrangement of the Kaplan turbine with a four-blade impeller. The turbine is located at the bottom of a concrete shaft. The turbine distributor is controllable, the runners can be adjusted by a manual mechanism only with the machinery equipment shut down, in order to attain optimum operating conditions for the given head and flow. The suction pipe can be conical, welded from steel sheets or of the combined elbow type — welded from steel sheets and from concrete.

The step-up transmission from the vertical shaft of the turbine onto the horizontal shaft of the alternator to the reguired synchronous speed is carried out by a gearbox with bevel gears.

Up to a performance of approx. 200 kW a belt transmission onto the horizontal alternator is possible.

4 K 84

69 A

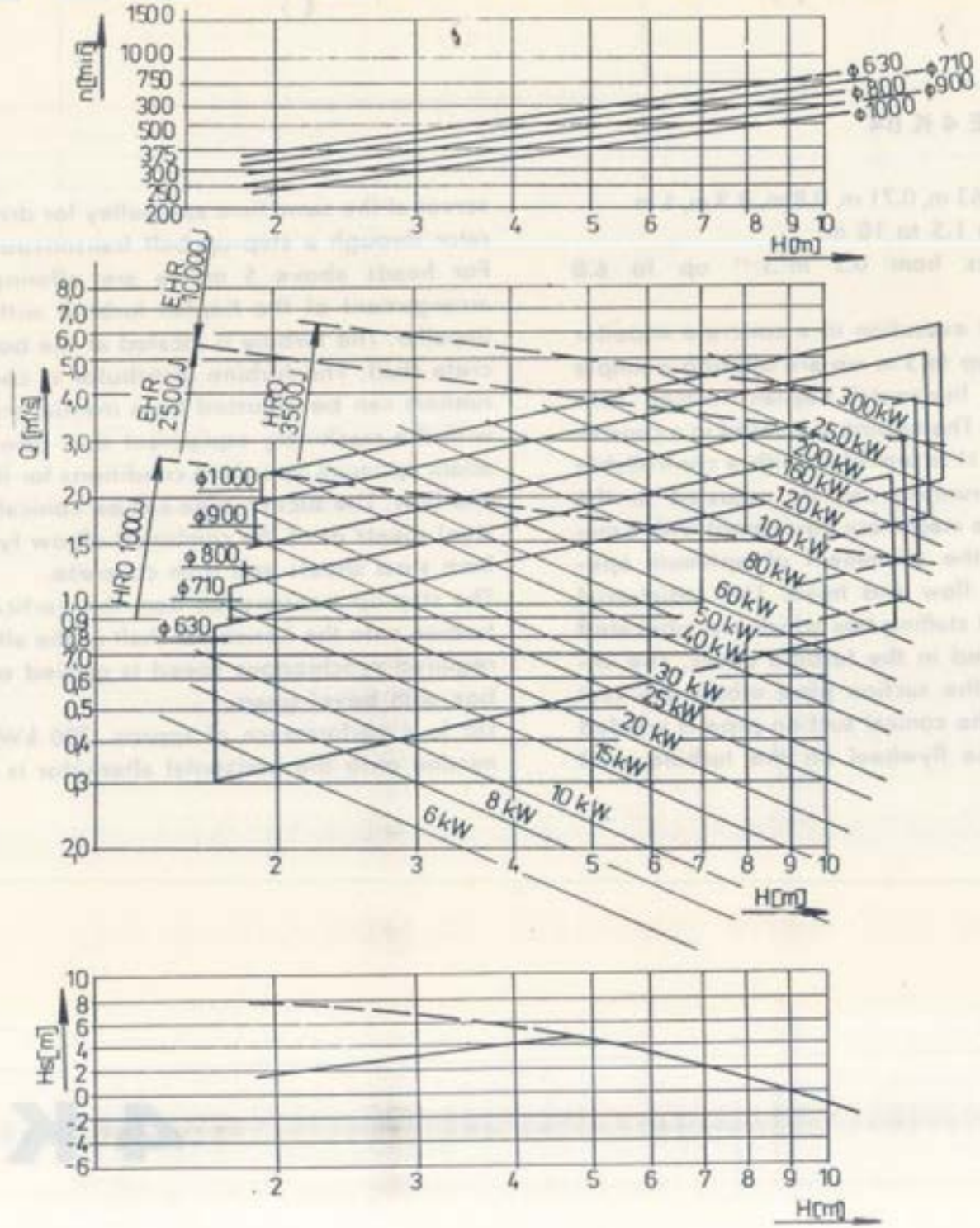
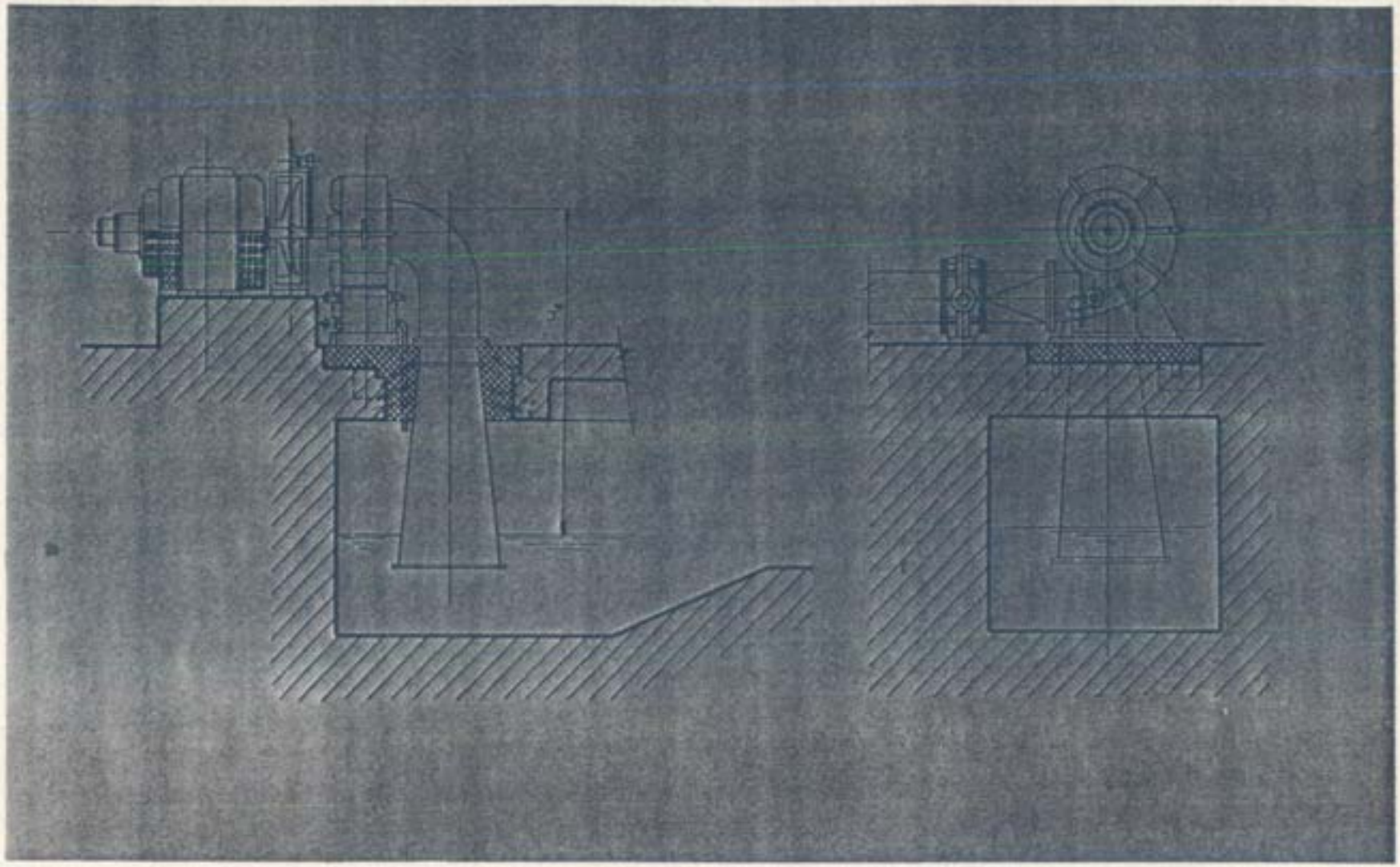


DIAGRAM
FOR THE PRELIMINARY
DETERMINATION
OF THE PERFORMANCE,
SPEED, IMPELLER
DIAMETER,
SUCTION HEIGHT
OF THE TURBINE,
TYPE AND SIZE OF THE
SPEED REGULATOR

4 K 84

FRANCIS TURBINE F 30 RF



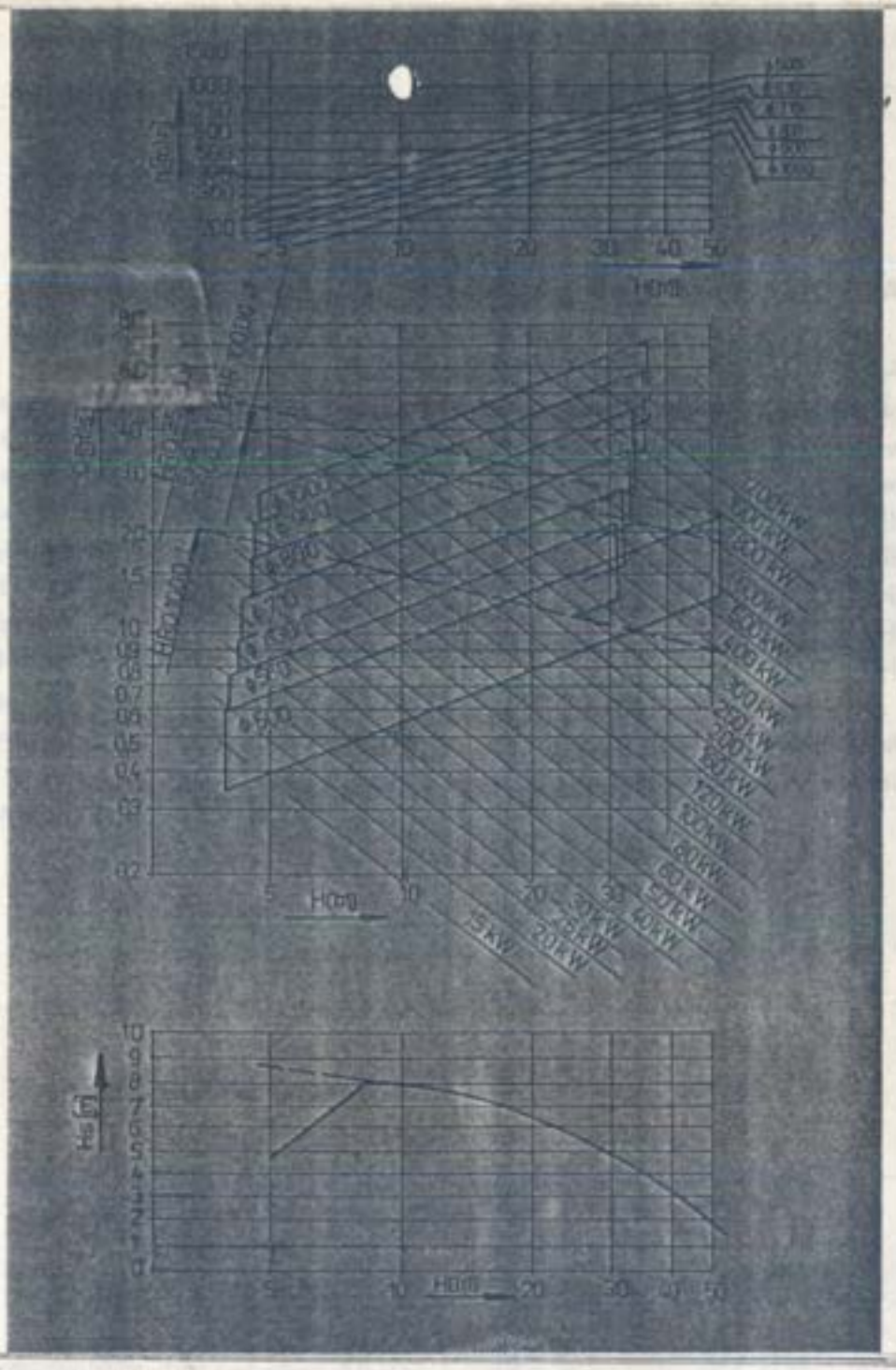
F 30 RF

FRANCIS TURBINE F 30 RF

Impeller diameters: 0.5 m, 0.56 m, 0.63 m, 0.71 m, 0.8 m, 0.9 m, 1.0 m.
Range of heads: from 5 m up to 35 m and 50 m, respectively.
Water flow volume: from 0.4 $m^3.s^{-1}$ up to 5.0 $m^3.s^{-1}$.
This is the simplified execution of the Francis turbine with a type Reiffenstein spiral, in which the distributor function is being fulfilled by one regulating blade only which is located behind the entrance into the spiral. This blade serves at the same time as a closing organ. It is, however, recommended to place in front of the turbine an additional sealing closure. The horizontal execution of the F 30 RF Francis turbine has a welded spiral with an angular inflow profile.

F 30 RF

DIAGRAM
FOR THE PRELIMINARY
DETERMINATION
OF THE PERFORMANCE, SPEED,
IMPELLER DIAMETER,
SUCTION HEIGHT OF THE TURBINE
AND TYPE AS WELL AS SIZE
OF THE SPEED REGULATOR



F 30 RF

AUTOMATIC TURBINE SPEED REGULATION

For the speed regulation of small water turbines we are offering five types of automatic speed regulators which are divided in accordance with the magnitude of the regulating work:

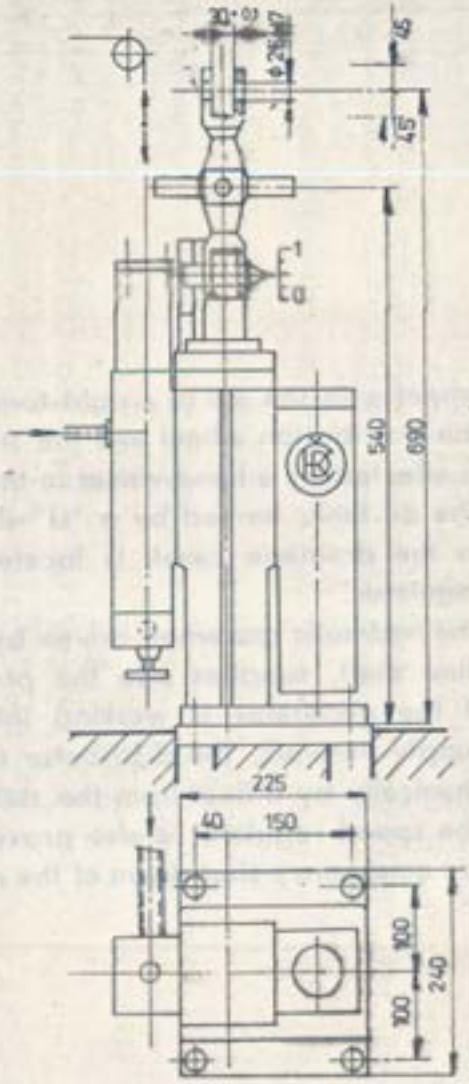
HRO	1 000	for regulation work	up	to	1 000 J
HRO	3 500	for regulating work	up	to	3 500 J
EHR	2 500	for regulating work	up	to	2 500 J
EHR	10 000	for regulating work	up	to	10 000 J
EHR	30 000	for regulating work	up	to	30 000 J

The regulating work values correspond to the relevant turbine sizes and are shown on the diagrams of the individual types. In accordance with the regulating work value of a certain turbine it is possible to select preliminarily a corresponding speed regulator.

The regulators can be equipped for the basic speed regulation of only the distributor or the impeller, or the distributor and the impeller in a common coupling with an additonal regulation of the opening in accordance with the upper water level.

The speed regulators are provided with equipment for automatic and manual putting into operation and automatic shutting down in case of a defect on the machinery equipment.

SPEED REGULATORS
HRO 1000 AND HRO 3500



HRO 1000

HRO 3500

424

ŠKODAEXPORT

SPEED REGULATORS
HRO 1000 AND HRO 3500

The speed regulators HRO 1000 and HRO 3500 with hydraulic governors for the hydraulic speed transmission are designed for regulating work up to 1000 J and 3500 J, respectively. They are supplied in two executions:

— with a vertical servo-cylinder,
— with a horizontal servo-cylinder,
including distribution slide valve, metering equipment and damping.

The HRO 1000 and HRO 3500 regulators have PI transmission characteristics which are satisfactory for both separate and parallel operation. The start-up from rest is carried out by the partial opening of the distribution wheel with the aid of a right-to-left nut. The closing of the distribution wheel and the stopping of the turbine is effected by a hand-wheel in the predistribution axis. The oil tank, formed by a "U"-shaped tube immersed in the drainage canal, is located outside the actual regulator.

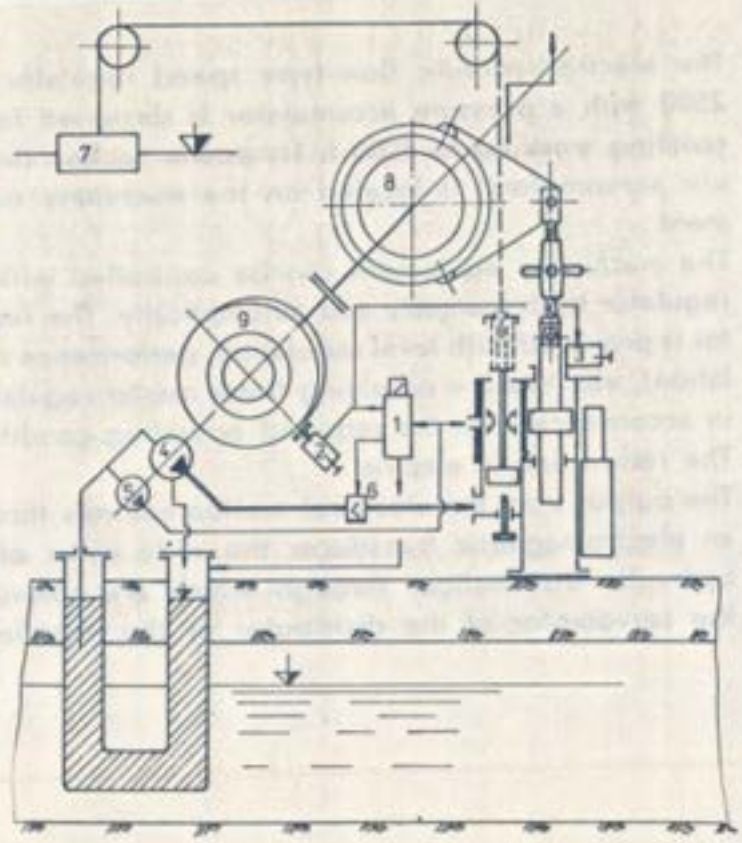
The hydraulic governor, driven by V-belts from the turbine shaft, supplies also the pressure regulating oil. If the generator is working into the public power supply network, the distributor can be regulated mechanically by a float from the state of the upper level. The speed regulator is also provided with facilities for the emergency shut-down of the machinery equipment.

HRO 1000 • HRO 3500

BLANSKO

DIAGRAM OF THE HRO 1000 AND HRO 3500 SPEED REGULATORS

1 SAFETY EQUIPMENT
2 MECHANICAL BRAKE
3 DISTRIBUTION WHEEL EQUIPMENT BLOCK
4 HYDRAULIC GOVERNOR
5 PUMP
6 NON-RETURN FLAP VALVE
7 UPPER LEVEL FLOAT
8 TURBINE DISTRIBUTOR
9 FLYWHEEL



HRO 1000 • HRO 3500

134

ŠKODAEXPORT

SPEED REGULATOR EHR 2500

The electro-hydraulic flow-type speed regulator EHR 2500 with a pressure accumulator is designed for regulating work up to 2500 J. Its power section (hydraulic servomotors) is located on the machinery equipment.

The machinery equipment can be controlled with the regulator both manually and automatically. The regulator is provided with level regulation, performance regulation), etc. We are supplying these master regulations in accordance with the required operating conditions. The return line is electric.

The output from the electrical section controls through an electromagnetic transducer the slide valve of the hydraulic distribution, through which are controlled the servomotor of the distributor or the impeller or both. The speed sensor is mounted on the turbine shaft and is electrically connected with the electrical section of the regulator.

Outlets:

1 — control	2 × ID 15, NP 25
2 — braking	1 × ID 10, NP 25
3 — cooling	2 × ID 15, NP 10
4 — electric cables	

Regulating values:

self-contained parallel operation regulation warranties according to IEC 308

bt — 0 up to 100 %
Td — 0 up to 20 s
bp — 0 up to 8 %

EHR 2500

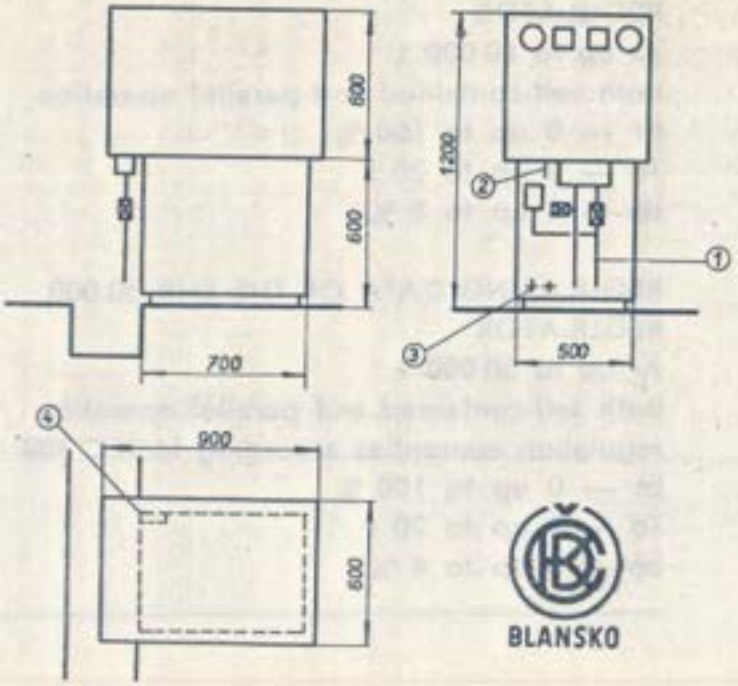
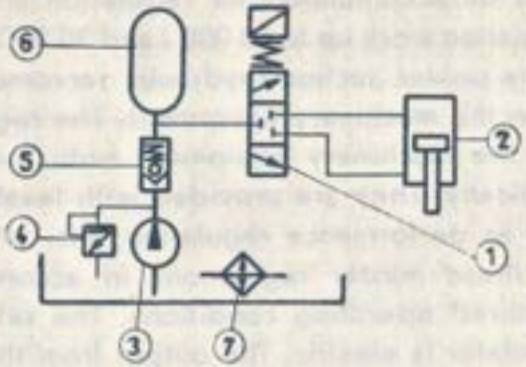


DIAGRAM OF THE EHR 2500 REGULATOR



1 ELECTRO-HYDRAULIC TRANSDUCER
2 SERVOMOTOR
3 PUMP
4 SAFETY VALVE
5 NON-RETURN VALVE
6 ACCUMULATOR
7 OIL COOLER

EHR 2500

ŠKODAEXPORT

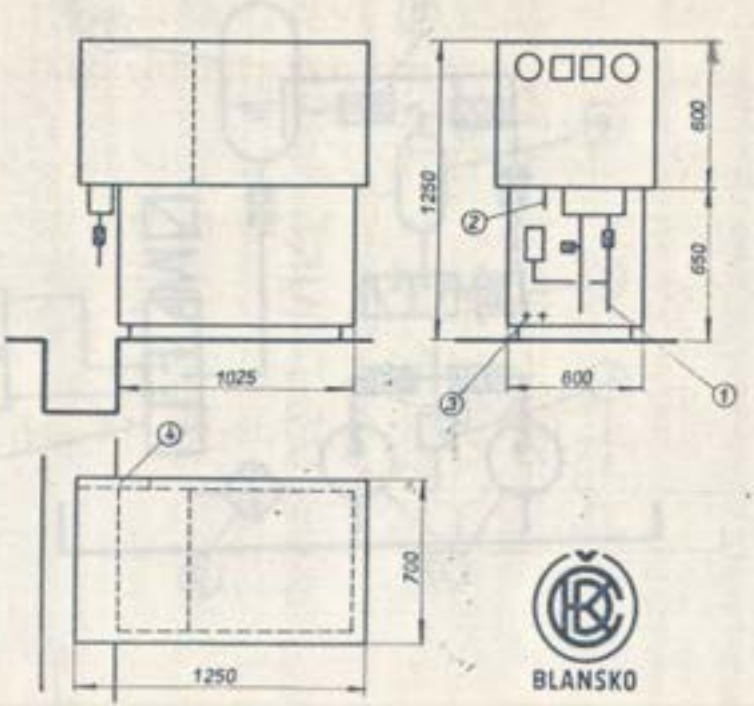
SPEED REGULATORS EHR 10 000 AND EHR 30 000

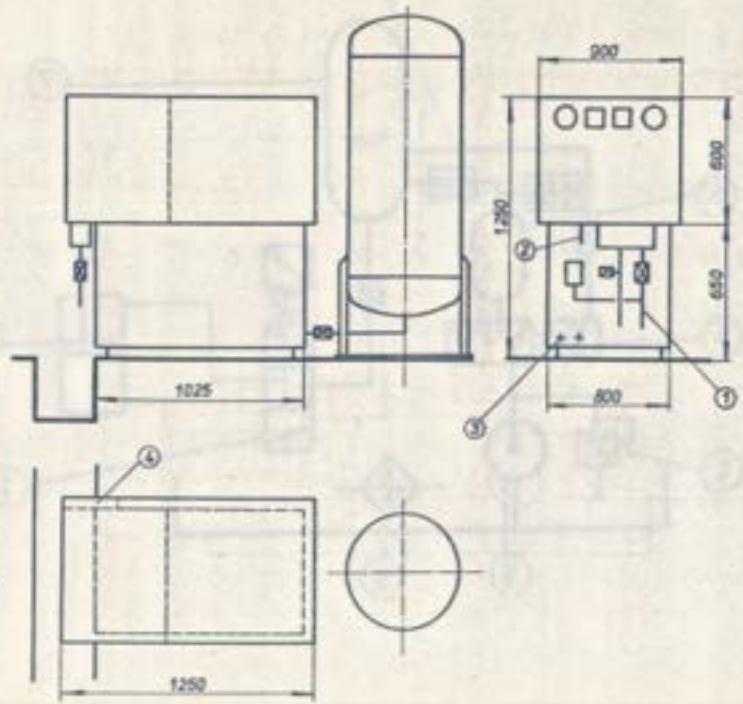
The EHR 10 000 and EHR 30 000 speed regulators with pressure oil accumulators for regulation are designed for regulation work up to 10 000 J and 30 000 J, respectively. The power section (hydraulic servomotors) is located on the machinery equipment. The regulators can control the machinery equipment both manually and automatically. They are provided with level regulation as well as performance regulation, etc. We are supplying these master regulations in accordance with the required operating conditions. The return line of the regulator is electric. The output from the electrical section controls through an electromagnetic transducer the slide valve of the hydraulic distribution which controls the servomotor of the distributor or the impeller or both. The speed sensor is located on the turbine shaft and is electrically connected with the electric part of the regulator.

REGULATING DATA OF THE EHR 10 000 REGULATOR
Ar up to 10 000 J,
both self-contained and parallel operation
bt — 0 up to 100 %
Td — 0 up to 20 s
bp — 0 up to 8 %

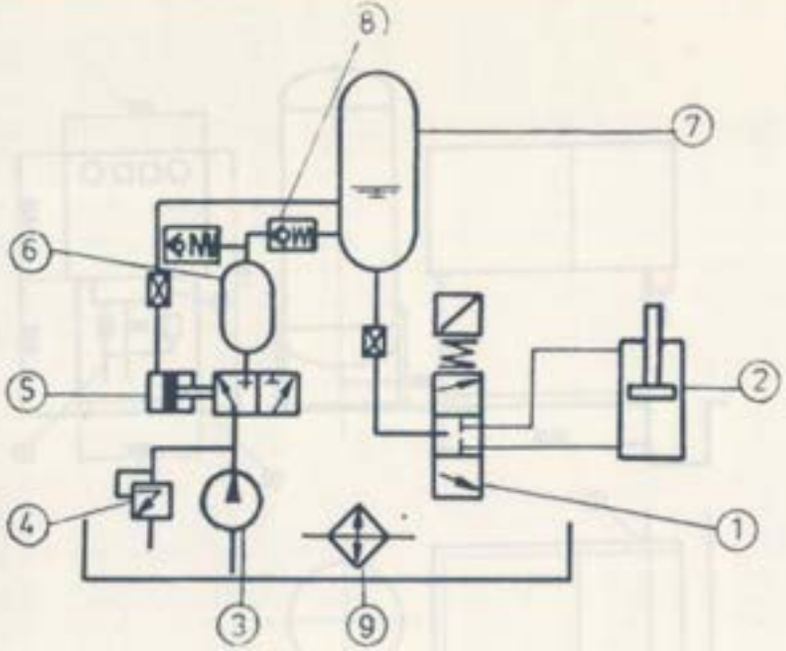
REGULATING DATA OF THE EHR 30 000 REGULATOR
Ar up to 30 000 J,
both self-contained and parallel operation
regulation warranties according to IEC 308
bt — 0 up to 100 %
Td — 0 up to 20 s
bp — 0 up to 8 %

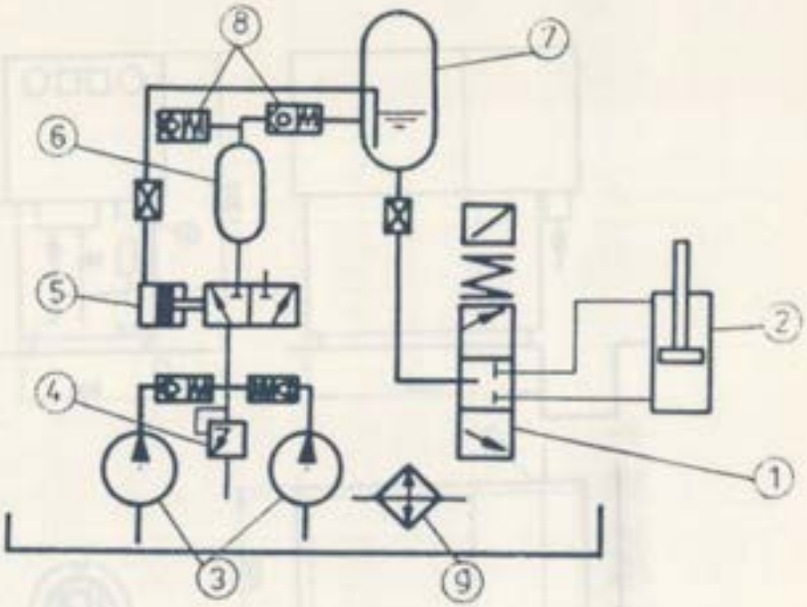
EHR 10000 • EHR 30000





EHR 10000 • EHR 30000





EHR 10000 • EHR 30000

DIAGRAM OF THE EHR 10 000 AND EHR 30 000 REGULATORS

1 ELECTRO-HYDRAULIC TRANSDUCER
2 SERVOMOTOR
3 PUMP
4 SAFETY VALVE
5 PRESSURE REGULATOR
6 AIR CHAMBER
7 ACCUMULATOR
8 NON-RETURN VALVE
9 OIL COOLER

For small water power stations we are furthermore supplying also the required supplementary facilities:
Sluice gates with both manual and power drives, including guides
Racks Chain-type cleaning machines with automatic control or classical execution with manual control
Stop logs including guides and hoisting mechanisms

Pipeline closures:
Flap-type closures with hydraulic control
Ball closures
Bevel closures
Non-return flap valves
Spraying closures, etc.

MANUFACTURER:

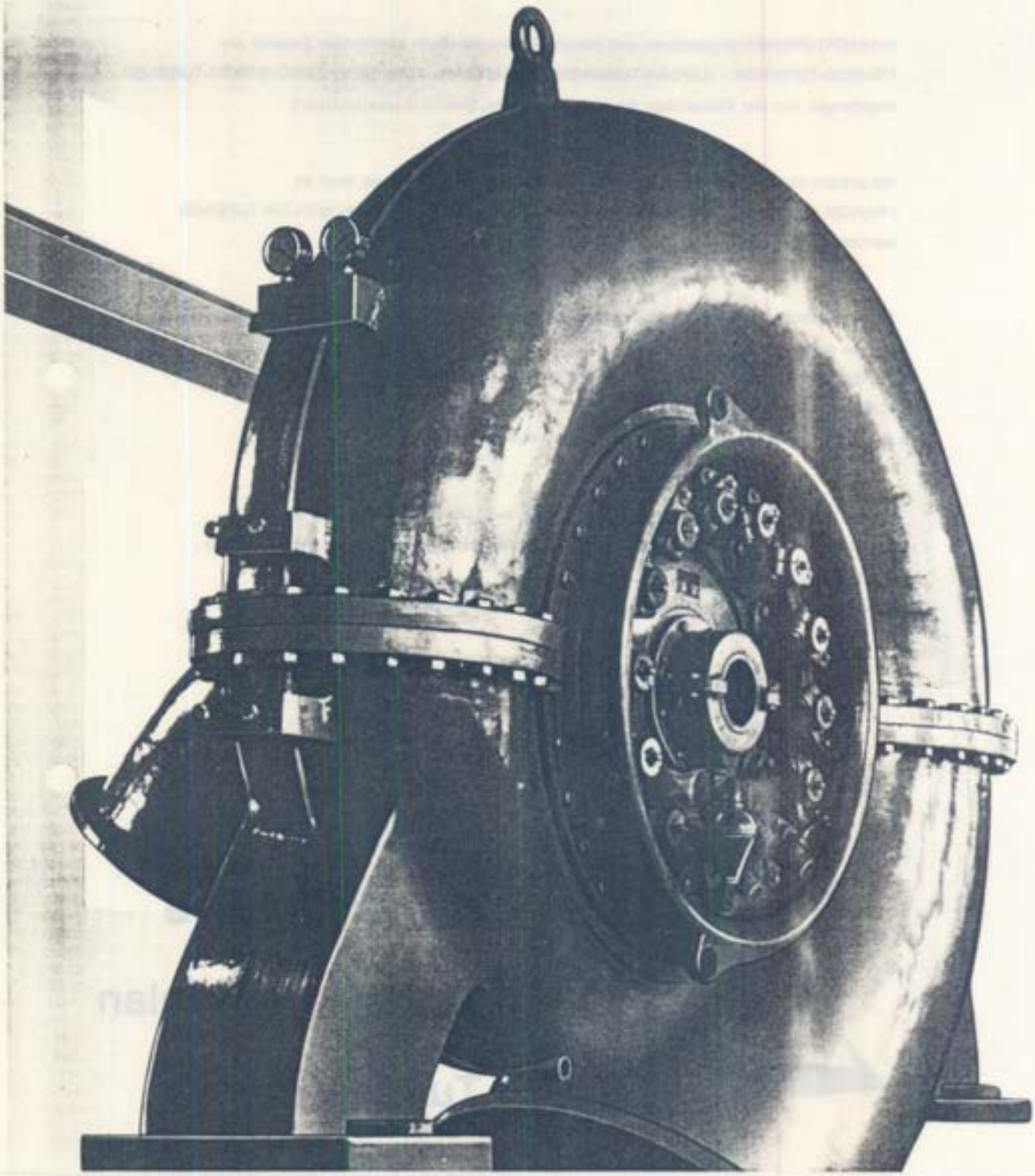
ČKD BLANSKO
JIŘÍ DIMITROV WORKS
GROUP ENTERPRISE
678 18 BLANSKO, ČSSR

EXPORTER:

ŠKODAEXPORT
FOREIGN TRADE CORPORATION
VÁCLAVSKÉ NÁMĚSTÍ 56
113 32 PRAHA 1
CZECHOSLOVAK SOCIALIST REPUBLIC

77A

DREES



WASSERTURBINEN

DREES

WASSERTURBINEN projektieren und bauen wir einschließlich sämtlichem Zubehör als:
FRANCIS-TURBINEN - KAPLAN-TURBINEN - FREISTRAHL-TURBINEN - DURCHSTRÖM-TURBINEN
angefangen von der Kleinanlage bis zum kompletten Elektro-Wasserkraftwerk

We project and manufacture water turbines including all accessories, such as
FRANCIS TURBINES - KAPLAN TURBINES - PELTON TURBINES - CROSSFLOW TURBINES
starting from micro sets up to complete hydraulic stations

Nous projetons et construisons des turbines hydrauliques, y compris tous leurs accessoires, sous les formes suivantes:
TURBINES FRANCIS - TURBINES DE KAPLAN - TURBINES DE PELTON
TURBINES A PASSAGE A TRAVERS
depuis la microcentrale jusqu'à la complète centrale hydraulique

Proyectamos y construimos turbinas hidráulicas, incl. todos los accesorios como:
TURBINAS FRANCIS - TURBINAS KAPLAN - TURBINAS DE ACCION LIBRE (PELTON)
TURBINAS DE CIRCULACION EN CRUZ
desde unidades pequeñas hasta la unidad completa hidro-eléctrica

Kaplan-Turbine

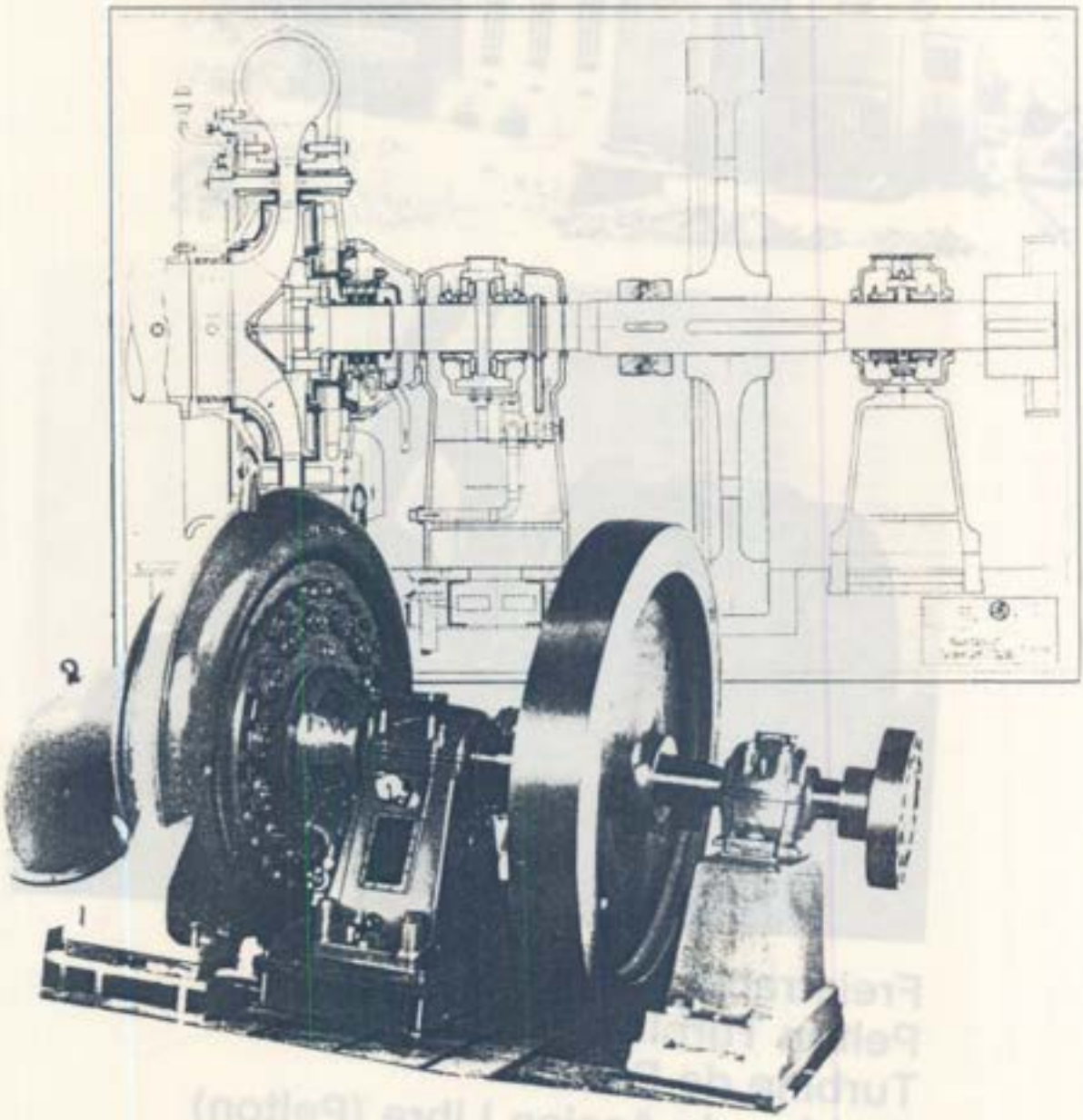
Kaplan-Turbine

Turbine de Kaplan

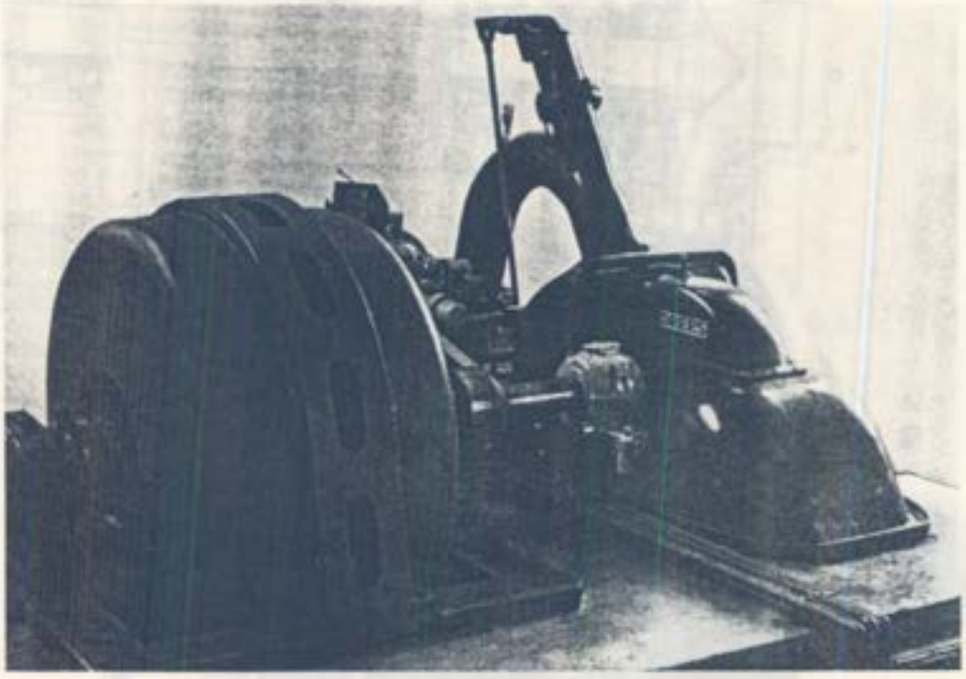
Turbina Kaplan

DREES

Francis-Spiralturbine
Francis Spiral Turbine
Turbine a Bache Spirale Francis
Turbina Espiral Francis

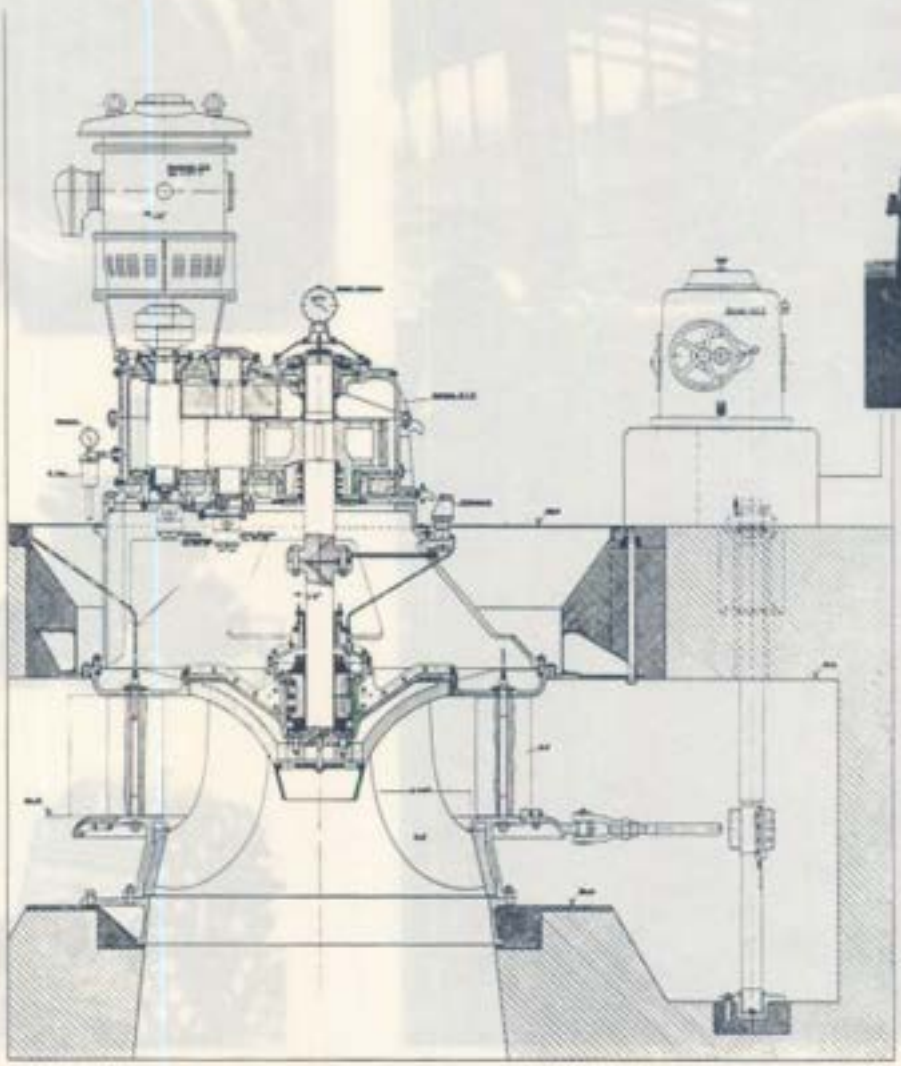


DREES



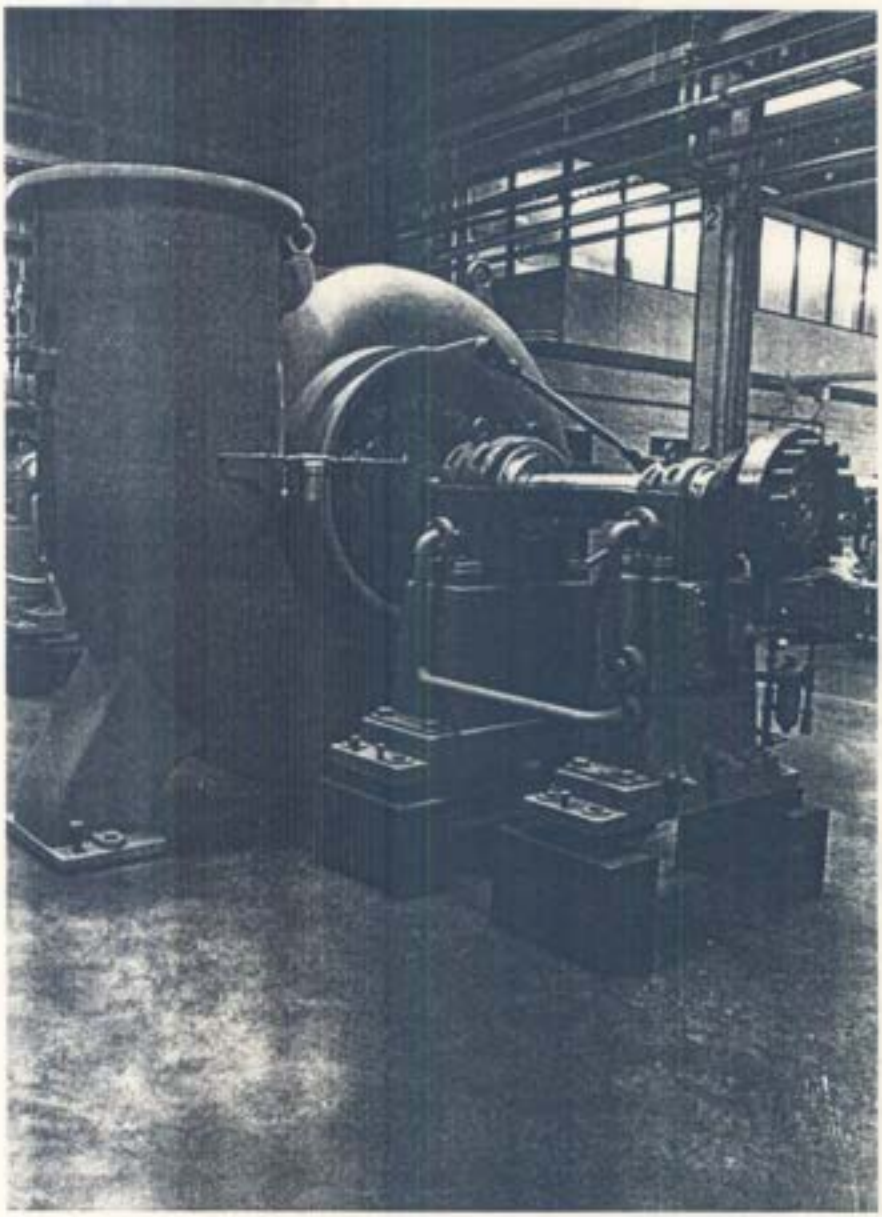
Freistrahlturbine
Pelton Turbine
Turbine de Pelton
Turbina de Accion Libre (Pelton)

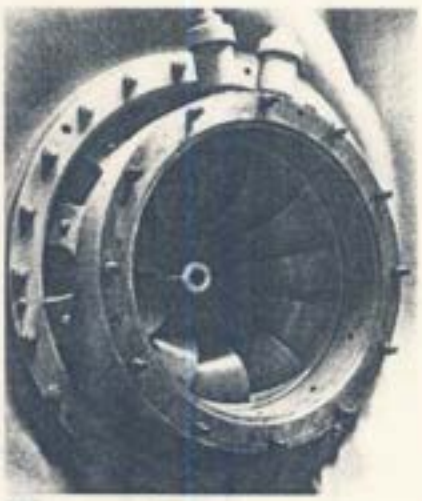
DREES



Francis-Schachtturbine
Francis Open Flume Turbine
Turbine Francis de Puits
Turbina Francis de Pozo

DREES





DREES & CO. GMBH
Postfach 1180 · Ardeyer Straße 13/15 · D-5758 Fröndenberg
Tel.: (0 23 73) 753-380 · Tx.: 8 202 842 dres d · Telegr.: dreesco frö

DREES & CO. GMBH
Postfach 1180 · Ardeyer Straße 13/15 · D-5758 Fröndenberg
Tel.: (0 23 73) 753-380 · Tx.: 8 202 842 dres d · Telegr.: dreesco frö

Anleitung zur Wassermessung

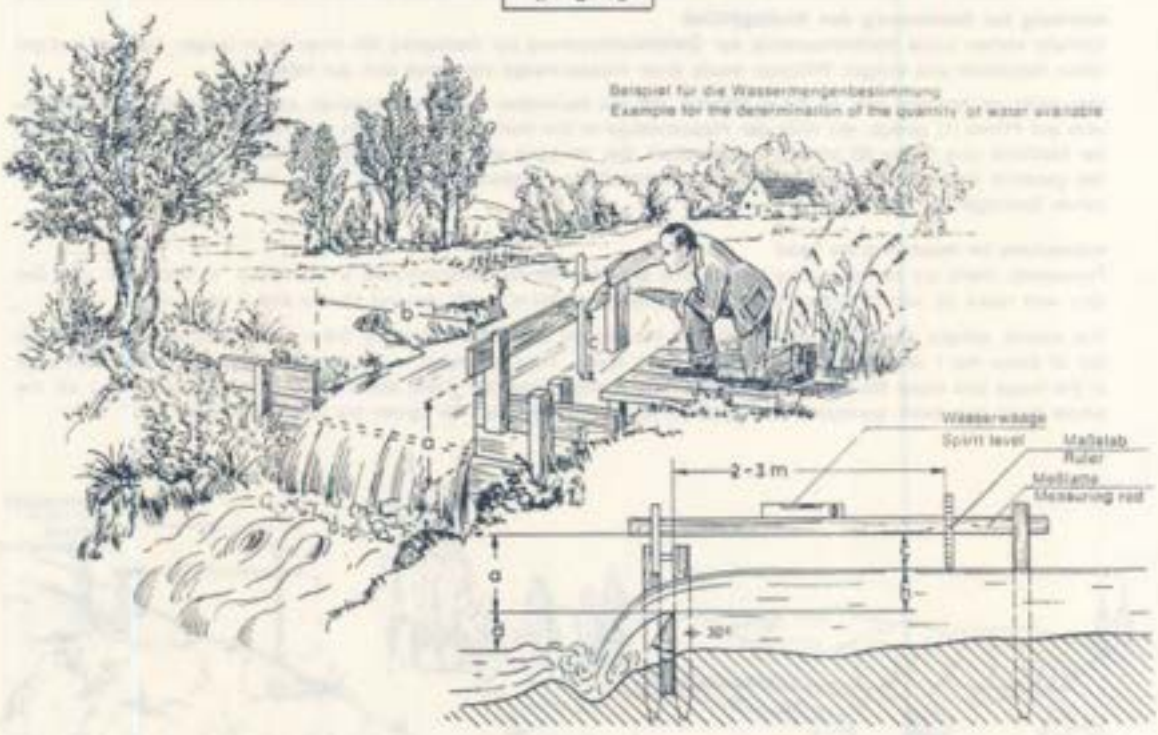
Vielfach bereitet dem Interessenten die Angabe der vorhandenen Wassermenge Schwierigkeiten.
Ordnen Sie nach untenstehendem Bild einen Überfall an, und sorgen Sie dafür, daß die Balken dicht im Erdreich sitzen, so daß keine großen Sickerverluste auftreten. Beachten Sie, daß zur Erzielung einer genauen Messung die Brettkanten, über die das Wasser hinwegfließen soll, nach unten und seitlich nach außen auf ca. 30 Grad abgeschrägt sein sollten. Haben Sie den Überfall angeordnet, so stellen Sie die Maße „b" (= Überfallbreite) und, in ca. 2 bis 3 Meter Entfernung vom Überfall gemessen, das Maß „h" (= Höhe des Wasserspiegels über der Überfallkrone) fest. Dieses geschieht am besten in der Weise, daß man von der Unterkante der, mit einer Wasserwaage ausgerichteten, horizontalen Meßlatte zur Überfallkante (a) und dann von der Unterkante der horizontalen Meßlatte das Maß bis zum Wasserspiegel (c) mißt. Zieht man vom Maß „a" den Wert „c" ab, so erhält man das gewünschte Maß „h"

$$h = a - c$$

Instructions for measuring quantity of water

Prospective users often find it difficult to correctly assess the amount of water available.
To this end, first arrange for a weir dam, as shown by the below drawing. Make sure, that the boards be well sunk into the ground, to avoid leakage. Kindly note, that, in order to obtain exact results, the bottom edge and the lateral edges of the notch should be bevelled in an angle of about 30° towards downstream and towards outside respectively. Having erected the weir dam, determine the dimension "b" (width of notch) and, about 2-3 m upstream from the weir, the dimension "h" (head of water over top of notch). This is done best by measuring the distance (a) from the bottom edge of the horizontal measuring rod, which should be carefully levelled by means of a spirit level, to the top of the notch, and the distance (c) from the bottom edge of the measuring rod to the water level.
The substraction of "c" from "a" gives the desired dimension "h"

$$h = a - c$$



Haben Sie die Maße „b" und „h" festgestellt, so entnehmen Sie der folgenden Tabelle die vorhandene Wassermenge. Bedenken Sie dabei, daß zur einwandfreien Bestimmung der Turbine sowohl die größte als auch die kleinste während des Jahres zur Verfügung stehende Wassermenge von Bedeutung ist. Wir sind Ihnen dankbar, wenn Sie uns beide Werte nennen.

Beachten Sie bitte, daß die angegebenen Werte im metrischen System festgelegt sind. Es handelt sich also bei den Längenmaßen um Millimeter (mm) und bei der Wassermenge um Liter pro Sekunde (l/s).

Having ascertained the dimensions "b" and "h", then read the table, which indicates the available amount of water. As it is important for the determination of the exact type of set to be used to also know the maximum and minimum amounts of water available during the year, we would appreciate being told these figures, too.

Kindly note, that all dimensions are given in the metric system, i. e. linear measurements in millimetres (mm) and the quantity of water in litres per second (lit. sec.).

Tabelle zur Bestimmung der vorhandenen Wassermenge Wassermenge (l/s)

Table showing the quantity of water available (l/s)

Wasserhöhe h (mm) / Head of water over notch h (mm)	Überfallbreite b (in mm) / Width of notch b (in mm)														
	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500
50	1,9	3,9	5,9	7,9	9,9	11,9	13,8	15,8	17,8	19,8	21,7	23,7	25,7	27,7	29,7
75	3,6	7,2	10,9	14,5	18,2	21,8	25,4	29	32,7	36,4	39,9	43,6	47,3	50,9	54,5
100	5,5	11	16,6	22	27,9	33,6	39,1	44	50,3	55,8	61,5	67,2	72,7	78,2	83,9
125	7,8	15,6	23,4	31,2	39,1	46,8	54,7	62,4	70,4	78,2	86	93,6	102	109	117
150	10,2	20,5	30,8	41	51,4	61,6	71,9	82	92,5	102	113	123	133	144	154
175	12,9	25,8	38,8	51,6	64,7	77,6	90,6	103	116	129	142	155	168	181	194
200	15,8	31,6	47,4	63,2	79,1	95	110	126	142	158	174	190	205	221	237
225	18,8	37,6	56,6	75,2	94,4	113	132	150	170	189	207	226	245	264	283
250	22,1	44,2	66,3	88,4	110	132	154	177	199	220	243	264	287	309	331
275	25,5	51	76,5	102	127	153	178	204	229	254	280	306	331	356	382
300	29	58,1	87,2	116	145	174	203	232	261	290	320	348	378	406	436
325	32,7	65,4	98,3	130	164	197	229	260	295	328	361	394	426	459	491
350	36,6	73,2	110	146	183	220	256	292	330	366	403	440	476	512	550
375	40,6	81,2	122	162	203	244	284	334	366	406	447	488	528	568	610
400	45	90	135	180	225	270	315	360	405	450	495	540	586	630	676
425	49	98	147	196	245	294	343	392	441	490	539	588	637	686	735
450	53,4	106	160	212	267	320	374	424	480	534	587	640	694	748	801
475	57,9	115	173	230	289	346	405	460	521	578	637	692	753	811	869
500	62,5	125	187	250	313	375	438	500	563	626	688	750	813	876	938

Anleitung zur Bestimmung des Bruttogefälles

Vielfach stehen keine Meßinstrumente zur Gefällebestimmung zur Verfügung. Mit einer 5-6 m langen, stabilen und geraden Holzleiste und einigen Pflöcken sowie einer Wasserwaage kann man sich gut helfen.

Man setzt im Abstand von ca. 3-6 m Pflöcke, die mit laufenden Nummern versehen werden. Sodann wird die Meßlatte auf Pflock (1) gelegt, mit Hilfe der Wasserwaage in die Horizontale gebracht, die Höhe „h" von der Unterkante der Meßlatte zum Pflock (2) bestimmt und notiert. Der Vorgang wird von Pflock (2) zu Pflock (3) usw. wiederholt, bis das gesamte Gefälle vermessen ist. Durch Addieren der gemessenen Höhen „h" erhält man das zur Verfügung stehende Bruttogefälle „Hb".

Instructions for measuring the head

Frequently, there are no measuring instruments available for the determination of the head. In this case, one can very well make do with a strong, straight wood ledge of 5-6 m length, several stakes and a spirit level.

The stakes, serially numbered, are driven into the ground at intervals of about 3-6 m. The wood legde is placed on top of stake No. 1 and levelled by aid of a spirit level. Then, the head "h" is measured between the bottom edge of the ledge and stake No. 2 and noted down. This is then repeated (from stake No. 2 to stake No. 3 etc.) till the whole head has been surveyed. The addition of the partial heads "h" gives the total gross head "Hb".

Beispiel für die Gefällebestimmung
Example for the determination of the head

81 A

DREES & CO. GMBH

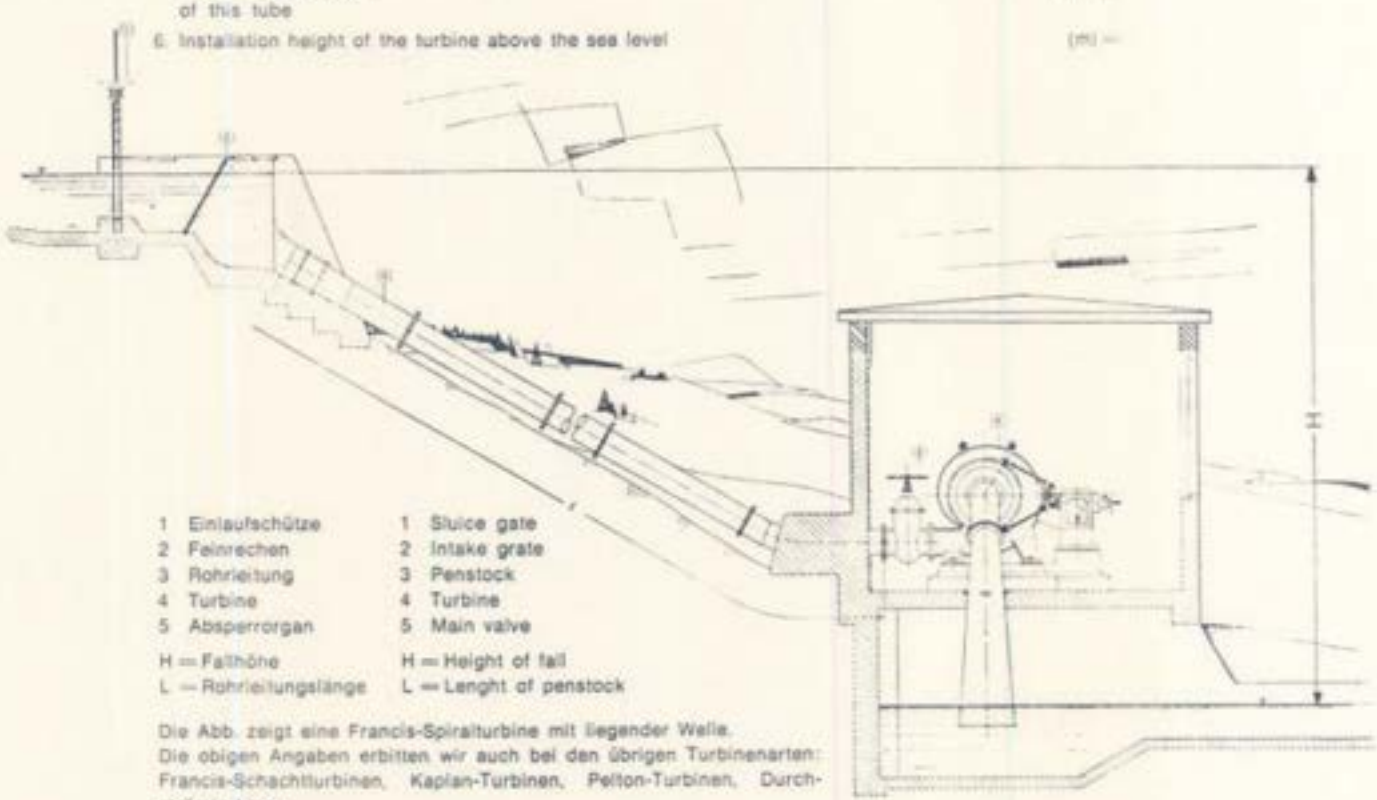
Postfach 1180 · Ardeyer Straße 13/15 · D-5758 Fröndenberg
Tel.: (0 23 73) 753-380 · Tx.: 8 202 842 dres d · Telegr.: dreesco frö

Da die Auslegung jeder Turbine individuell nach der Fallhöhe, der Wassermenge, bzw. der gewünschten Leistung erfolgen muß, erbitten wir zur Ausarbeitung eines verbindlichen Angebotes folgende Angaben:

1. Fallhöhe (senkrechter Abstand vom Ober- zum Unterwasserspiegel) — H (m) =
2. zufließende Wassermenge — Q (l/s) =
3. gewünschte Turbinen bzw. Generatorleistung — P (kw) =
4. gewünschte Drehzahl bzw. Frequenz
5. erforderliche Länge der Turbinenrohrleitung und, falls vorhanden, oder geplant, auch den Innen-Durchmesser und die Wanddicke dieser Rohrleitung — L (m) = (mm) = (mm) =
6. Aufstellungshöhe der Turbine über dem Meeresspiegel — (m) =

As the layout of each turbine must individually be effected as per the height of fall, the quantity of water resp. the requested output we ask for the following indications in order to prepare a firm offer:

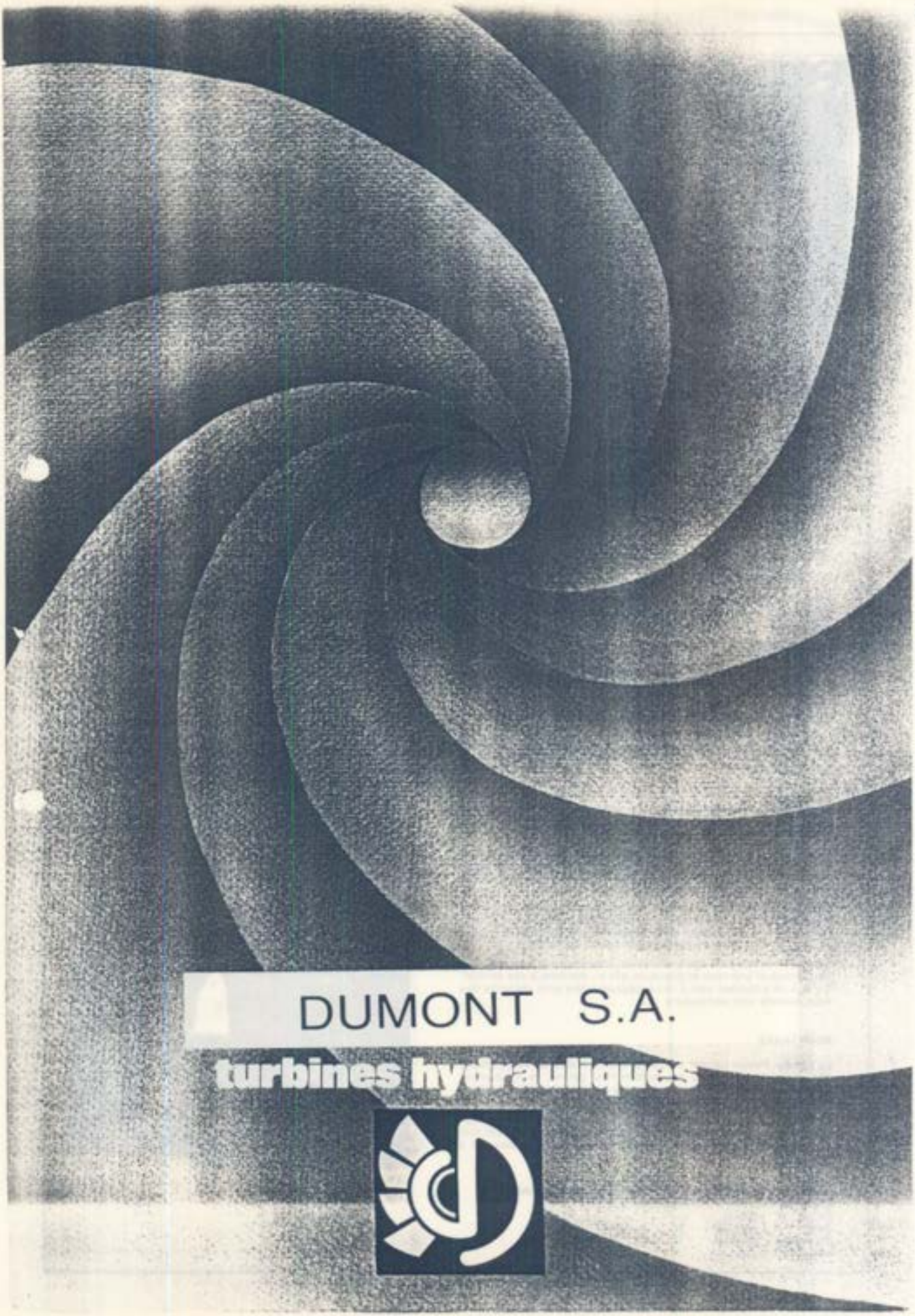
1. Height of fall (vertical distance form the upper- to the under-water level) — H (m) =
2. Quantity of water flowing towards — Q (l/s) =
3. Requested output of turbine resp. generator — P (kw) =
4. Requested speed resp. frequency
5. Necessary lenght of tube of turbine and if available or planned, also the inner diameter and thickness of wall of this tube — L (m) = (mm) = (mm) =
6. Installation height of the turbine above the sea level — (m) =

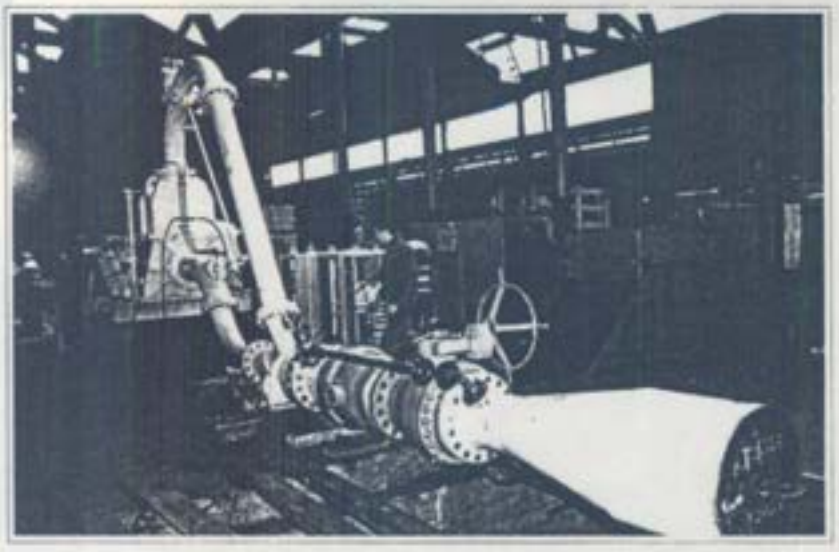


1 Einlaufschütze	1 Sluice gate
2 Feinrechen	2 Intake grate
3 Rohrleitung	3 Penstock
4 Turbine	4 Turbine
5 Absperrorgan	5 Main valve
H = Fallhöhe	H = Height of fall
L = Rohrleitungslänge	L = Lenght of penstock

Die Abb. zeigt eine Francis-Spiralturbine mit liegender Welle.
Die obigen Angaben erbitten wir auch bei den übrigen Turbinenarten: Francis-Schachtturbinen, Kaplan-Turbinen, Pelton-Turbinen, Durchströmturbinen.

The Fig. shows a Francis Spiral Turbine with horizontal shaft.
The above indications are also requested for the other types of turbine: Francis Shaft Turbines, Kaplan Turbines, Pelton Turbines, Through-Flow Turbines.


DUMONT S.A.
turbines hydrauliques



TURBINES POUR HAUTES CHUTES

Type PELTON

à un ou plusieurs jets

NEA BANGKOK THAILANDE
Centrale de HUAI MAE PHONG
1 Turbine **PELTON** à axe horizontal à 2 jets.

Chute :	327,40 m
Débit :	370 l/s
Puissance :	1030 Kw
Vitesse :	1000 t/mn

DOMAINE D'UTILISATION

Ce type de turbine convient pour des installations fonctionnant sous des hauteurs de chute importantes c'est à dire en général supérieures à une centaine de mètres.
Les débits varient de quelques dizaines de litres jusqu'à plusieurs mètres cube par seconde.
Pour les hauteurs de chute entre 100 et 200 mètres, on peut utiliser soit une turbine Pelton soit une turbine Francis en fonction du débit et de la vitesse souhaitée, la turbine Francis ayant une vitesse de rotation plus élevée que celle de la Pelton sous les mêmes caractéristiques.

DISPOSITION

Ces turbines sont en général à axe horizontal. Pour des conditions particulières, ce type de turbine peut être construit à axe vertical.

VITESSE DE ROTATION

Il est généralement possible de faire tourner ces turbines à des vitesses de rotation permettant l'accouplement direct de la génératrice ou de l'alternateur. Les vitesses les plus communément utilisées sont comprises entre 428 et 1 000 t/mn en réseau 50 périodes et 514 et 1 200 t/mn en réseau 60 périodes.

RENDEMENTS

Le rendement de ces turbines est excellent puisqu'il peut atteindre 90 % pour les grosses unités. Les rendements restent bons aux faibles débits. Ils demeurent très intéressants jusqu'à 2/10 du débit maximum.

CONSTRUCTION

La roue mobile est constituée par une roue à augets, en fonte, acier, cupro-aluminium, ce dernier présentant un net intérêt pour les chutes moyennes.

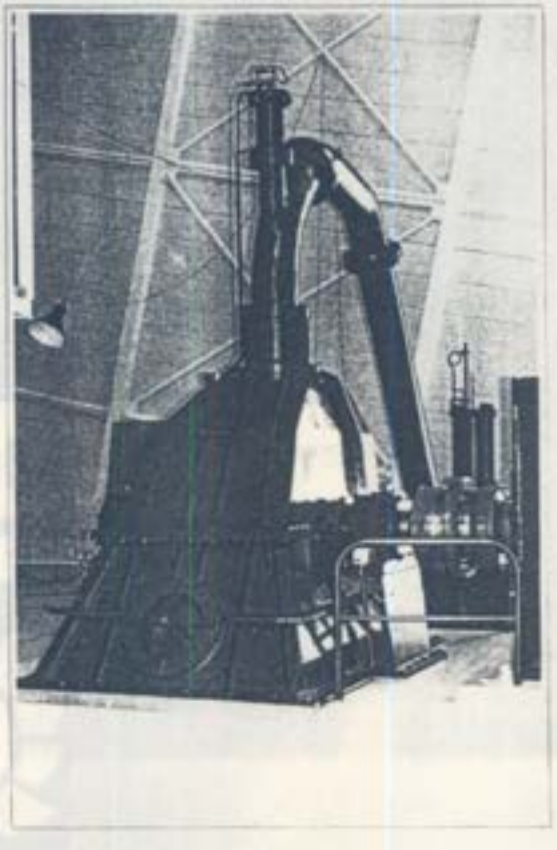
Le jet d'eau est dirigé sur la roue par un injecteur.

Le réglage du débit est effectué par une aiguille qui vient obturer plus ou moins la buse de l'injecteur. Ces deux pièces sont en acier inoxydable pour les chutes élevées.

D'autre part, ces turbines sont en général équipées d'un déflecteur qui, en déviant le jet annule la puissance de la turbine et réduit l'emballement ; la fermeture de l'aiguille peut alors s'effectuer lentement pour limiter la surpression dans la conduite.

Ces turbines sont généralement construites avec une roue et un jet. Elles peuvent être aussi construites avec une roue et 2 jets. Pour un même débit, cette solution permet d'augmenter la vitesse de rotation et d'améliorer les rendements à faible débit.

Elles sont construites également avec 2 roues et 4 jets en machine horizontale et une roue et plusieurs jets en machine à axe vertical. Il s'agit de solutions tout à fait exceptionnelles pour résoudre des équipements très particuliers.



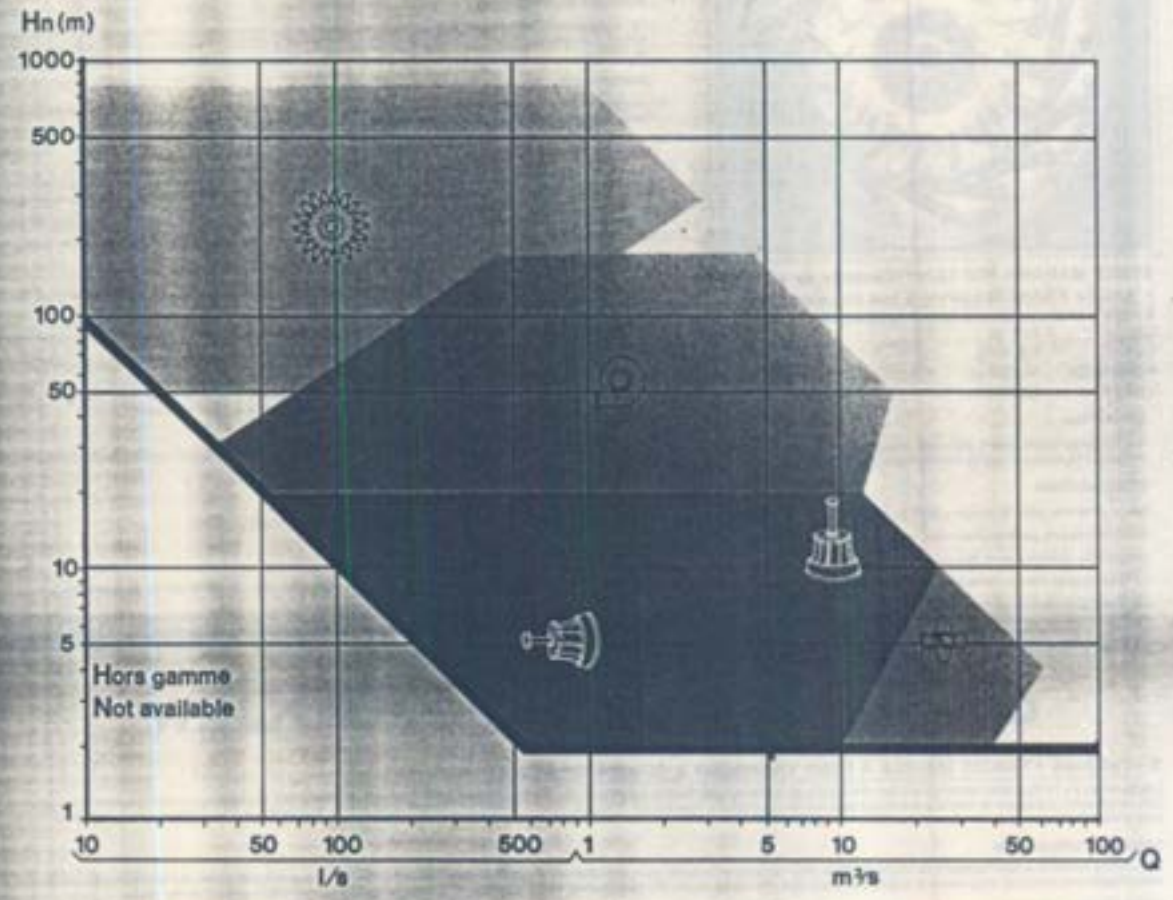
AVANTAGES

La turbine Pelton permet d'équiper les centrales de haute chute. Elle a une bonne courbe de rendement et permet de solutionner facilement les coups de bélier dans les conduites forcées qui sont souvent longues dans ces hautes chutes.

Les travaux de génie civil sont réduits au minimum. Le montage sur le site est relativement simple. Les petites unités peuvent être livrées toutes montées sur un châssis commun à la turbine et à l'alternateur.

CENTRALE DU RUISSEAU DES ONDES (CANTAL) FRANCE
1 Turbine **PELTON** à axe horizontal, à 2 jets.

Chute :	336 m
Débit :	1350 l/s
Puissance :	3828 Kw
Vitesse :	750 t/mn



Hn — Hauteur de chute nette.
Net head.

Q — Débit.
Flow.

Turbine PELTON à un ou plusieurs jets.
PELTON turbine with one or several nozzles.

Turbine FRANCIS spirale à roue simple ou double.
Spiral FRANCIS turbine with single or double runner.

Turbine FRANCIS horizontale en chambre d'eau.
Horizontal FRANCIS turbine in open flume and/or in closed concrete water chamber.

Turbine FRANCIS verticale en chambre d'eau.
Vertical FRANCIS turbine in open flume and/or in closed concrete water chamber.

Turbine KAPLAN.
Semi or complete KAPLAN turbine.

TURBINES POUR CHUTES MOYENNES

Type FRANCIS à roue simple ou double

SEDEP MARAMA NUI TAHITI Centrale de VAHIRIA
1 Turbine FRANCIS spirale à axe horizontal
à roue simple avec soupape synchrone

Chute :	117 m
Débit :	1,4 m³/s
Puissance :	1430 Kw
Vitesse :	1200 t/m

A — TURBINES FRANCIS SIMPLE

DOMAINE D'UTILISATION

Ce type de turbine convient pour des installations ayant une hauteur de chute comprise entre 5 m et 200 m. Les débits varient de quelques dizaines de litres à plusieurs mètres cubes suivant les hauteurs de chutes.

DISPOSITION

Ces turbines sont généralement à axe horizontal : disposition la plus pratique. Pour des conditions d'installation particulières nous pouvons construire ce type de turbine à axe vertical.

VITESSE DE ROTATION

Etant donné que les roues de roue FRANCIS ont des vitesses spécifiques variant généralement de ns 90 t/mn à ns 350 t/mn et, exceptionnellement, de ns 65 t/mn à ns 450 t/mn, il est possible de faire tourner ce type de turbine à une vitesse synchrone permettant une attaque directe de la machine électrique tournante. Nous nous tenons normalement à une vitesse de rotation normale maximale de 1500 t/mn sauf pour les très petites unités où il est possible de prévoir exceptionnellement une vitesse de 3000 t/mn.

RENDEMENT

Le rendement de ces turbines est excellent du nu : peut atteindre 90 % pour les unités de grande puissance. La courbe de rendement en fonction des débits est variable et elle dépend en grande partie du nb de vitesse spécifique : en première approximation on peut dire que pour les turbines à rendement normal reste bon jusqu'à la moitié du débit, et au-delà il chute sensiblement. Pour les turbines à très bon rendement, le rendement reste bon jusqu'à 4/10 du débit.
Si les débits sont variables, il est possible de prévoir deux turbines Francis à roue simple attaquant une seule machine électrique.
Nous préconisons cette solution pour des chutes supérieures à 40 m car, pour des chutes inférieures, nous recommandons l'utilisation d'une turbine Francis double à deux vannages.

ASPIRATION

Ces turbines fonctionnent avec aspirateur, ce qui permet de prévoir le sol de la Centrale à un niveau permettant la plupart des cas d'éviter les inondations. La hauteur maximum d'aspiration varie suivant la vitesse spécifique de la turbine, la hauteur de chute et l'altitude.

CONSTRUCTION

Nous utilisons, pour la construction de ces turbines, soit la Fonte pour les basses chutes et chutes moyennes, soit l'acier pour les hautes chutes.

Nous prévoyons généralement des paliers à roulements à billes ou à rouleaux.

Les butées utilisées sont des butées à rouleaux.

La roue mobile est en fonte pour les faibles chutes et petites puissances, en bronze spécial ou en acier inoxydable pour les plus hautes chutes et fortes puissances.

La commande des directrices peut être, soit à commande rigide, solution employée pour les turbines de faibles puissances, soit à commande extérieure élastique à ressorts. Cette dernière solution facilite l'entretien, et la présence de ressorts permet, d'une part d'assurer la fermeture des directrices, même si une directrice est coincée par un corps étranger, et, d'autre part, d'obtenir une fermeture complète et efficace du distributeur, puisqu'il est possible d'assurer une pression progressive sur les directrices. Ceci est très intéressant pour les turbines devant fonctionner de manière automatique.

des Turbines de 100 à 7000 kw

B - TURBINE FRANCIS DOUBLE A DEUX VANNAGES A COMMANDES INDEPENDANTES

Les turbines de ce type sont constituées par une bâche de forme spirale dans laquelle sont logées deux roues FRANCIS avec chacune leur distributeur et leur coude d'évacuation. Ces roues sont calées sur le même arbre traversant les deux coudes d'évacuation. Elles peuvent, soit absorber des débits égaux, soit inégaux. Les commandes des distributeurs sont indépendantes.

DOMAINE D'UTILISATION

Nous nous limitons à des hauteurs de chute de 40 m pour ce type de turbine, pour des machines de moyenne puissance. Pour les chutes supérieures, les arbres moteurs deviennent importants puisque la puissance augmente alors que les roues, elles, ont des diamètres de sortie plus faibles. Les arbres gênent alors la sortie de l'eau.

DISPOSITION

Ces turbines sont toujours à axe horizontal.

VITESSE DE ROTATION

la vitesse de rotation d'une turbine double peut être plus élevée que celle d'une turbine simple de mêmes caractéristiques car les roues sont plus petites : par exemple, à même ns (vitesse spécifique) une turbine double à roues égales pourra tourner 40 % plus vite qu'une turbine Francis à roue simple. Ceci permet d'atteindre une vitesse synchrone plus élevée donc un accouplement direct à une machine électrique tournante d'un coût moindre.

RENDEMENT

Les rendements de ce type de turbine sont excellents et restent bons pour des débits allant jusqu'à 2/10ème du débit nominal de la turbine.

Cela est dû à la présence de deux roues FRANCIS ayant des distributeurs à commande indépendante et dont les débits peuvent être inégaux.

Prenons par exemple une turbine dont la grosse roue débite les 2/3 du débit nominal et la petite roue 1/3.

Débits supérieurs aux 2/3 du débit nominal, deux roues en fonctionnement.

Débits compris entre 1/3 et 2/3 du débit nominal, le distributeur de la petite roue se ferme, seule la grosse roue fonctionne.

Débits inférieurs à 1/3 du débit nominal, le distributeur de la grosse roue est fermée, seule la petite roue fonctionne.

Comme les turbines FRANCIS conservent un bon rendement jusqu'à la moitié du débit nominal de la roue, le rendement de la turbine reste bon jusqu'à 2/10ème du débit nominal de la turbine.

CONSTRUCTION

La construction de ces turbines se divise en deux grands types :

a) Commande extérieure élastique à ressorts. Cette solution facilite l'entretien et la présence de ressorts permet d'une part d'assurer la fermeture des directrices, même si une d'elles est coincée par un corps étranger et, d'autre part d'obtenir une fermeture complète et efficace du distributeur puisqu'il est possible d'assurer une pression progressive sur les directrices.

Il est très intéressant d'avoir une fermeture complète des distributeurs dans ce type de turbines pour réduire les débits de fuite lorsqu'un distributeur est fermé. Cette commande est recommandée pour les turbines devant fonctionner de manière automatique.

b) Commande rigide du distributeur : solution employée pour les faibles puissances.

C - TURBINE FRANCIS DOUBLE A UN SEUL VANNAGE

Ces turbines comportent deux roues FRANCIS, mais un seul distributeur.

La courbe de rendement a la même forme que celle d'une turbine simple.

La vitesse de rotation est plus élevée que celle d'une turbine simple. Ce type de Turbine permet un accouplement direct à la machine électrique dans certains cas où cela serait impossible avec une turbine simple.

Citons pour mémoire les turbines FRANCIS de basse chute en chambre d'eau ouverte ou fermée à axe vertical ou horizontal

S.E.E.G. GABON Centrale de POUBARA - USINE 1
Puissance totale installée : 20 Mw
4 Turbines FRANCIS spirale, à axe horizontal à roue double

Chute :	40 m
Débit unitaire :	14,5 m³/s
Puissance unitaire :	5 Mw
Vitesse :	500 t/mn

TURBINES POUR BASSES CHUTES

Type KAPLAN

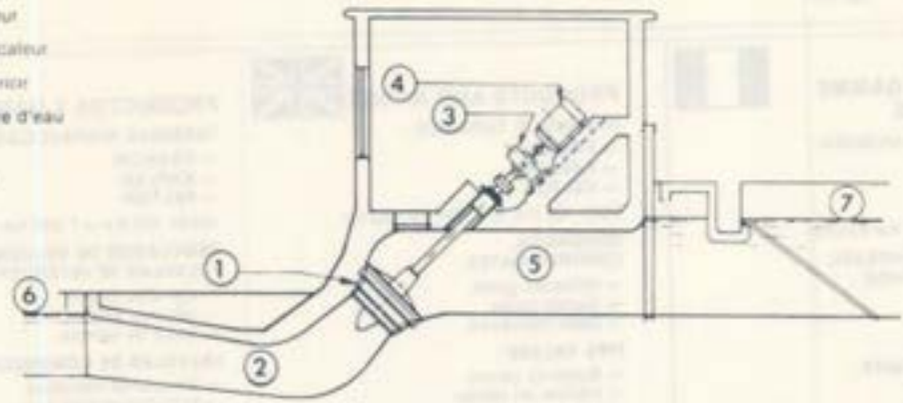
- à pales fixes, distributeur fixe.
- à pales mobiles, distributeur axial fixe.
- à pales mobiles, distributeur radial fixe.
- à pales mobiles, distributeur mobile.
- à coude amont ou aval.
- à axe vertical ou horizontal.
- à axe incliné.
- en puit.

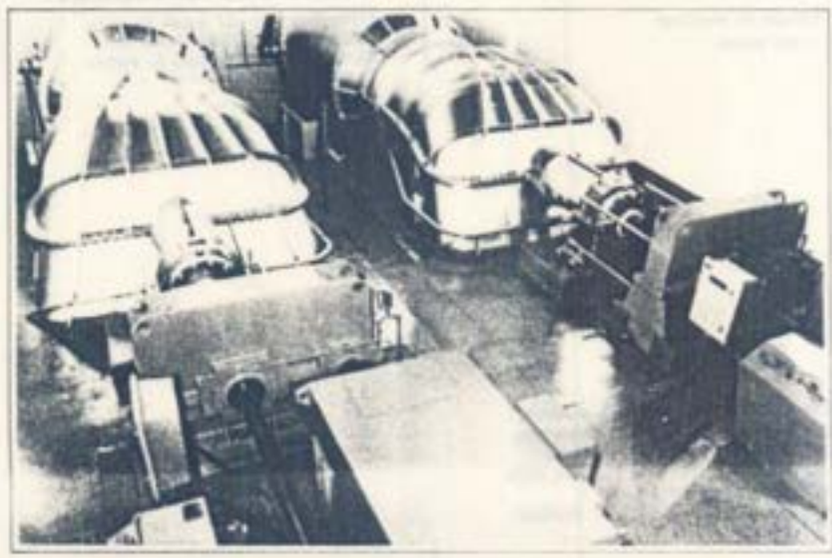
SOMIVAL, SYNDICAT MIXTE DE L'ARDECHE
BARRAGE DU CHEYLARD (FRANCE)
1 Turbine KAPLAN horizontale à pales variables, à distributeur axial fixe

Chute :	19 m
Débit :	6,5 m³/s
Puissance :	1050 Kw
Vitesse :	500 t/mn

Turbine Kaplan : à distributeur axial fixe - à pales mobiles réglables en marche - à axe incliné à 45°. Pour hauteurs de chute comprises entre 1,80 m et 6 mètres et débits entre 5 m³/sec. et 25 m³/sec.

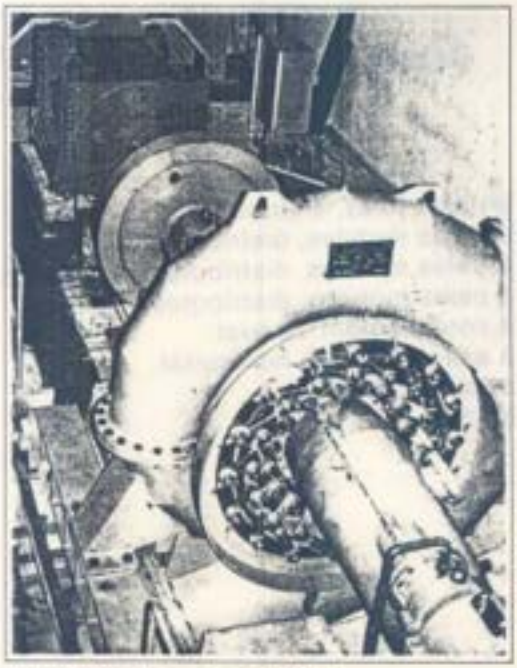
1 - turbine
2 - aspirateur
3 - multiplicateur
4 - génératrice
5 - chambre d'eau
6 - aval
7 - amont





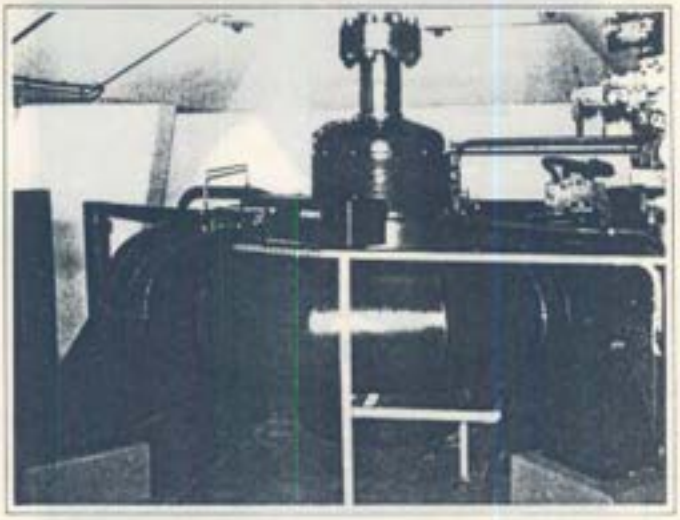
EDF GRPH MEDITERRANEE
Centrale de Lamanon (FRANCE)
2 Turbines **KAPLAN** horizontales à pales variables à distributeur axial fixe.

Chute	6,90 m
Débit unitaire	19,2 m³/s
Puissance unitaire	1145 Kw
Vitesse :	187 t/mn



PLN. INDONESIE Centrale de SEMPOR
1 Turbine **FRANCIS** spirale, à axe horizontal à roue double.

Chute variant de :	12,4 m à 44,2 m
Débit maxi :	3,13 m³/s
Puissance maxi :	1100 Kw
Vitesse :	750 t/m



ELECTROGAZ RWANDA Centrale de la MUKUNGWA
2 Turbines **FRANCIS** spirale, à axe vertical à roue simple.

Chute :	110 m
Débit unitaire :	7,1 m³/s
Puissance unitaire :	6,9 Mw
Vitesse :	600 t/mn

PRODUITS ET GAMME DE PUISSANCE

TURBINES HYDRAULIQUES :
— FRANCIS
— KAPLAN
— PELTON

De 100 Kw à 7 000 Kw environ

REGULATEUR DE VITESSE, VANNES DE BARRAGE :
— Vanne wagon
— Vanne secteur
— Clapet

VANNES DE CONDUITE :
— Vanne papillon
— Robinet à jet creux

Fabrication :
— unitaire
— sur devis

Equipe de montage :
— sur place

PRODUCTS AND RANGE

HYDRAULIC TURBINES :
— FRANCIS
— KAPLAN
— PELTON

from 100 Kw to 7 000 Kw approx

GOVERNOR, CONTROL GATES :
— Wheeled gates
— Sector gates,
— Dam flapvalves

PIPE VALVES :
— Butterfly valves
— Hollow jet valves

Unit special fabrication on estimate.

Erection crews at site

COMMERCIAL REFERENCES :

Trade Register : 57 B 248 Romans
SIREN N° : 435 782 487 000 19
Banks : Crédit Lyonnais St Valrier

PRODUCTOS Y GAMA

TURBINAS HIDRAULICAS :
— FRANCIS
— KAPLAN
— PELTON

desde 100 Kw a 7 000 Kw aprox

REGULADOR DE VELOCIDAD, VALVULAS DE INTERCEPTACION :
— Valvulas vagon,
— valvulas sector,
— disco de valvula

VALVULAS DE CONDUCCION :
— Valvula de mariposa
— grifo con chorro hueco

Fabricacion unitaria con estimacion

Equipo de montaje en sitio

REFERENCIAS COMERCIALES :

Registro de comercio : 57 B 248 Romans
N° SIREN : 435 782 487 000 19
Bancos : Crédit Lyonnais en St Valrier

Exporte deja dans les pays suivants :
BELGIQUE - BURUNDI - CAMEROUN
COTE D'IVOIRE - GABON - HAITI
ILE MAURICE - INDONESIE - IRLANDI
MADAGASCAR - MALAISIE
Nelle ZELANDE - RWANDA - SUISSE -
THAILANDE - TOGO

TURBINE FRANCIS DOUBLE
sous Bâche spirale métallique

A. - TURBINE FRANCIS DOUBLE à deux vannages à commandes indépendantes

Les turbines de ce type sont constituees par une bâche de forme spirale dans laquelle sont logées deux roues FRANCIS avec chacune leur distributeur et leur coude d'évacuation. Ces roues sont calées sur le même arbre traversant les deux coudes d'évacuation. Elles peuvent, soit absorber des débits egaux, soit inégaux. Les commandes des distributeurs sont indépendantes.

DISPOSITION

Ces turbines sont toujours à axe horizontal.

VITESSE DE ROTATION

La vitesse de rotation d'une turbine double peut être plus élevée que celle d'une turbine simple, de mêmes caractéristiques, car les roues absorbant un débit moindre ont une vitesse spécifique (1) moins élevée. La vitesse de rotation d'une turbine double à 2 roues égales serait 40% plus grande que la vitesse d'une turbine simple ayant une roue de même vitesse spécifique que les roues de la turbine double. La vitesse de rotation rapide permet facilement un couplage direct avec les génératrices.

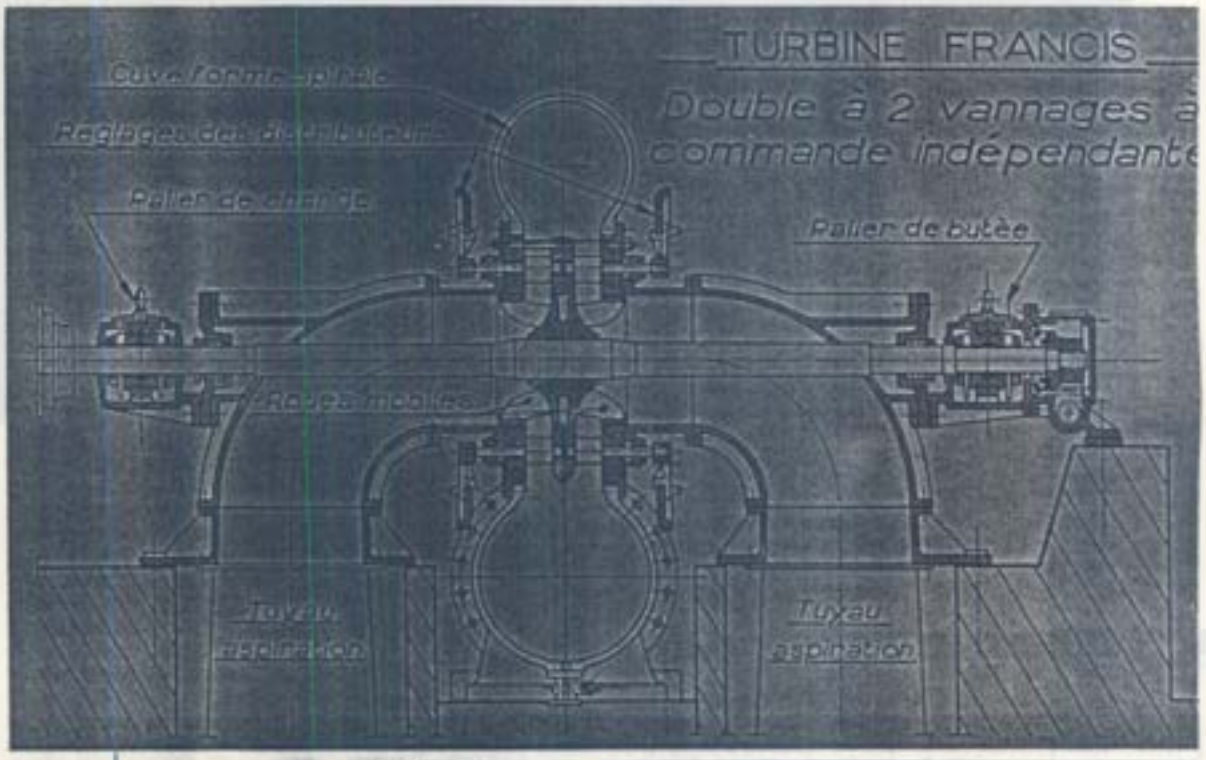
CONSTRUCTION

La construction de ces turbines se divise en deux grands types :

a) Commande extérieure élastique à ressorts. Cette solution facilite l'entretien et la présence de ressorts permet d'une part d'assurer la fermeture des directrices, même si une d'elles est coincée par un corps étranger et, d'autre part d'obtenir une fermeture complète et efficace du distributeur puisqu'il est possible d'assurer une pression progressive sur les directrices.

Il est très intéressant d'avoir une fermeture complète des distributeurs dans ce type de turbines pour réduire les débits de fuite lorsqu'un distributeur est fermé. Cette commande est recommandée pour les turbines devant fonctionner de manière automatique.

b) Commande rigide du distributeur : solution employée pour les faibles puissances.



Camille DUMONT & Cie
USINES DU PONT DE SAINT-UZE (Drôme) - Fondées en 1832
SOCIÉTÉ ANONYME - Téléph. : SAINT-UZE 0.03 et 0.11 - C. C. P. LYON 306-60
R. C. ROMANS 57-A-248 - Télég. : DUMONT-ST-UZE - Gare : ST-VALLIER-S.-RHÔNE

PALIERS

Les paliers sont à coussinets garnis de métal antifriction. Les butées sont des butées à rouleaux.

RENDEMENT

Les rendements de ce type de turbine sont excellents et restent bons pour des débits allant jusqu'au 1/6 du débit nominal.

Cela est dû à la présence de deux roues FRANCIS ayant des distributeurs à commande indépendante et dont les débits peuvent être inégaux.

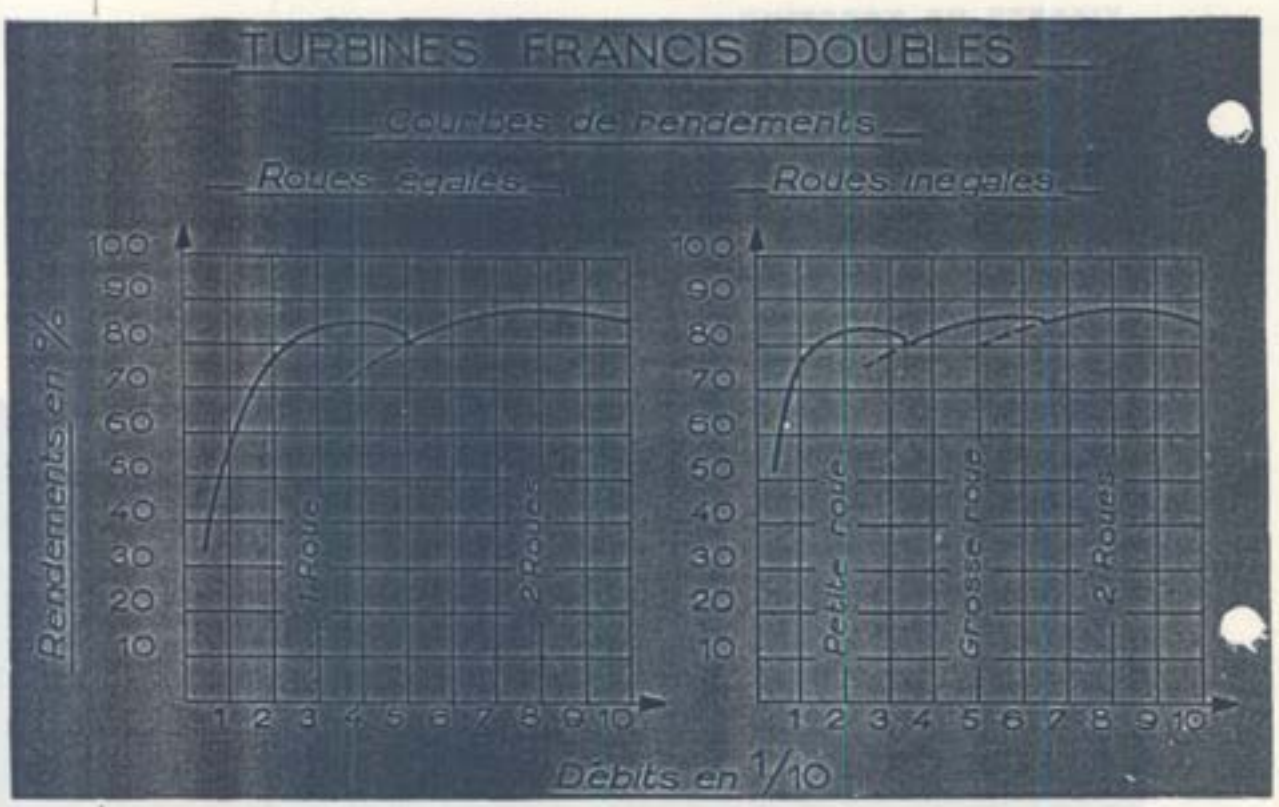
Prenons par exemple une turbine dont la grosse roue débite les 2/3 du débit nominal et la petite roue 1/3

Débits supérieurs aux 2/3 du débit nominal, deux roues en fonctionnement.

Débits compris entre 1/3 et 2/3 du débit nominal, le distributeur de la petite roue se ferme, seule la grosse roue fonctionne.

Débits inférieurs à 1/3 du débit nominal, le distributeur de la grosse roue est fermé, seule la petite roue fonctionne.

Comme les turbines FRANCIS conservent un bon rendement jusqu'à la moitié du débit nominal de la roue, le rendement de la turbine reste bon jusqu'au 1/6 du débit nominal de la turbine.



DOMAINE D'UTILISATION

Nous nous limitons à des hauteurs de chute de 40 m pour ce type de turbine, pour des machines de moyenne puissance. Pour les chutes supérieures, les arbres moteurs deviennent importants puisque la puissance augmente alors que les roues, elles, ont des diamètres de sortie plus faibles. Les arbres gênent alors la sortie de l'eau.

B. - TURBINE FRANCIS DOUBLE à un seul vannage

Ces turbines comportent deux roues FRANCIS, mais un seul distributeur.

La courbe de rendement a la même forme que celle d'une turbine simple.

La vitesse de rotation est plus élevée qu'une turbine simple. Ce type de turbine permet des accouplements directs dans des cas où cela est impossible avec des turbines simples.

(1) La vitesse spécifique est une grandeur qui différencie les vitesses des turbines à puissance et hauteur de chute égales. Le chiffre représentant la vitesse spécifique est la vitesse en tours par minute d'une turbine de 1 CV sous 1 m 00 de chute.

TURBINE FRANCIS
sous bâche spirale métallique

DOMAINE D'UTILISATION

Ce type de turbine convient pour des installations ayant une hauteur de chute comprise entre 5 m. 00 et 200 m. Les débits varient de quelques dizaines de litres à plusieurs mètres cubes suivant les hauteurs de chutes.

DISPOSITION

Ces turbines sont généralement à axe horizontal, disposition la plus pratique. Pour des conditions d'installation particulières nous pouvons construire ce type de turbine à axe vertical.

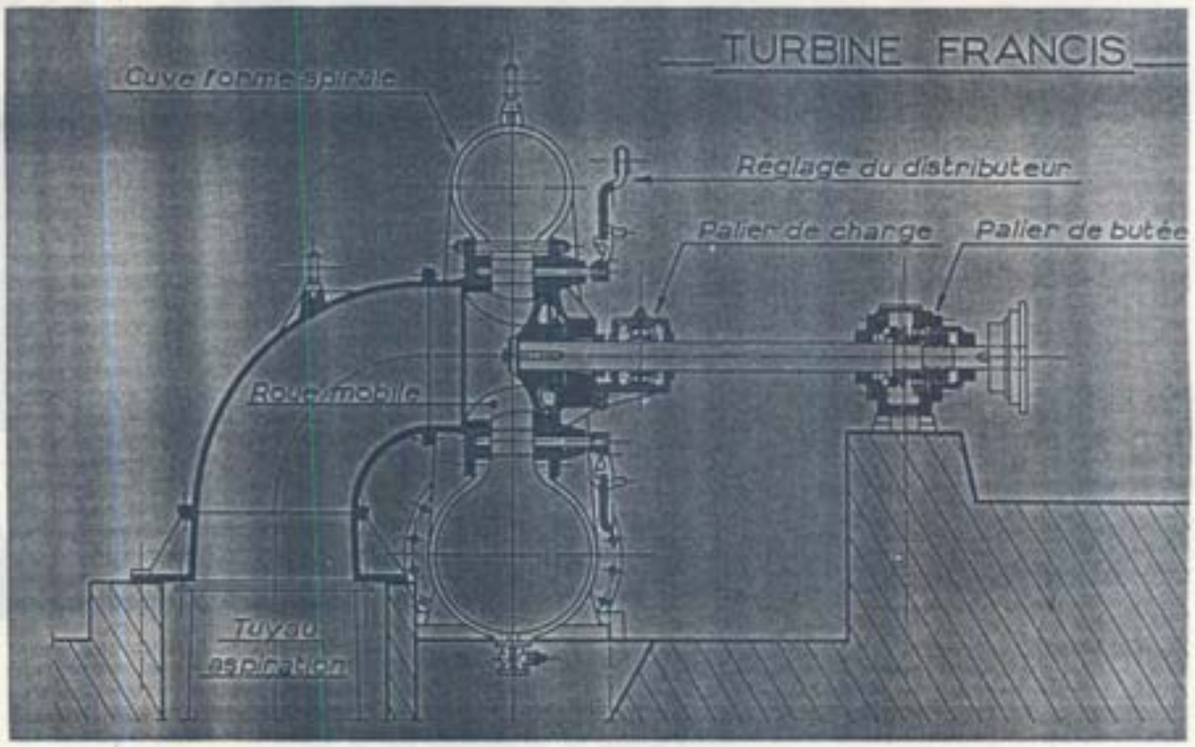
VITESSE DE ROTATION

Etant donné que nos tracés FRANCIS ont des vitesses spécifiques (1) variant de 60 t/m à 450 t. m, il est généralement possible de faire tourner ce type de turbine à une vitesse permettant une attaque directe de la génératrice. Nous nous limitons normalement à la vitesse de 1.200 t/m, sauf pour des petites unités où nous pouvons prévoir exceptionnellement la vitesse de 3000 t/m.

RENDEMENT

Le rendement de ces turbines est excellent, puisqu'il peut atteindre 90 % pour les grosses unités.

La courbe de rendement en fonction des débits est variable, suivant la vitesse spécifique. En première approximation on peut dire que pour les turbines rapides, le rendement reste bon jusqu'à la moitié du débit et pour les turbines lentes jusqu'aux 2/3.



Camille DUMONT & Cie
USINES DU PONT DE SAINT-UZE (Drôme) - Fondées en 1832
SOCIÉTÉ ANONYME - Téléph. : SAINT-UZE 0.03 et 0.11 - C. C. P. LYON 204-80
R. C. ROMANS 51-B-248 - Teleg. : DUMONT-ST-UZE - Gare : ST-NAZAIRE-S.-RHÔNE

Si les débits sont variables, il est possible de prévoir deux turbines simples attaquant une seule génératrice. Nous préconisons cette solution pour des chutes supérieures à 40 m, car, pour des chutes inférieures, nous préconisons l'utilisation de turbines doubles à deux vannages.

ASPIRATION

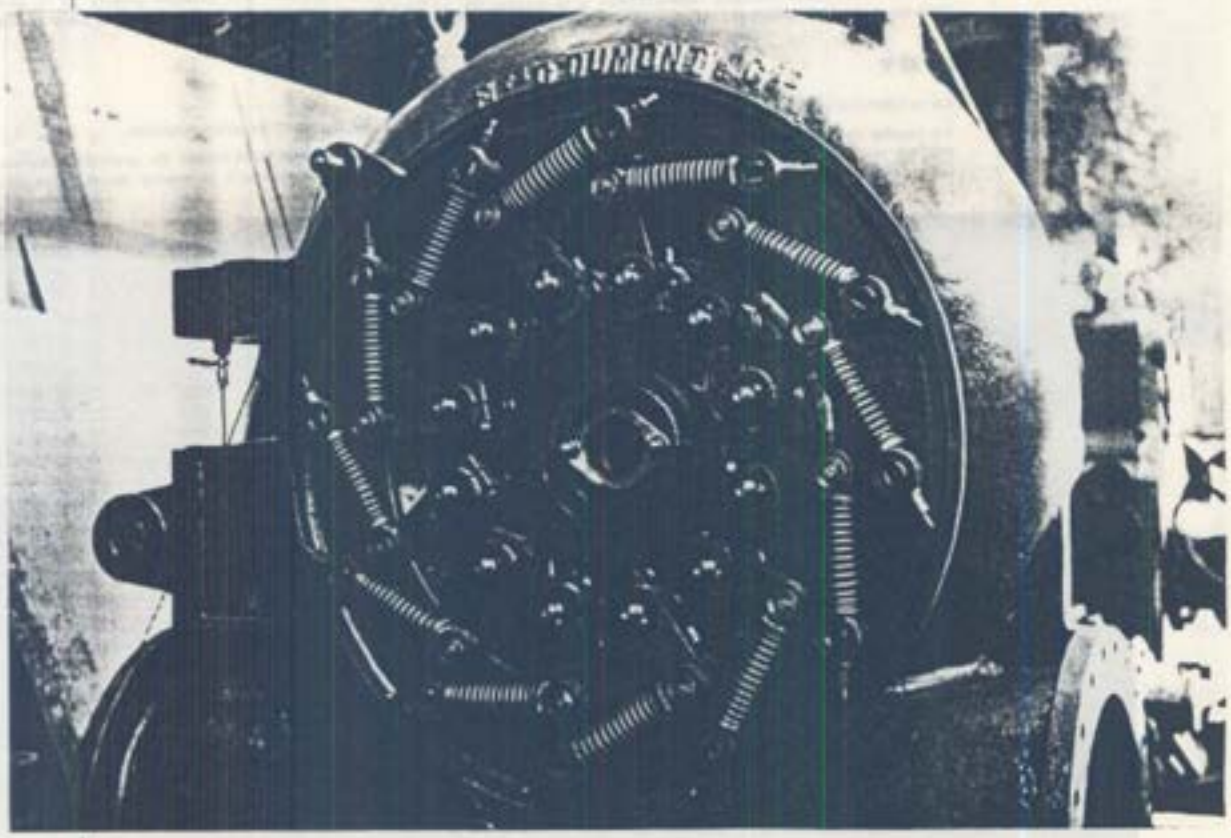
Ces turbines fonctionnent avec aspirateur, ce qui permet de prévoir le sol de la Centrale à un niveau permettant, la plus part des cas, d'éviter les inondations. La hauteur maximum d'aspiration varie suivant la vitesse spécifique de la turbine, la hauteur de chute et l'altitude.

CONSTRUCTION

Nous utilisons, pour la construction de ces turbines, soit la fonte pour les basses chutes et chutes moyennes, soit l'acier pour les hautes chutes.

Nous prévoyons généralement des paliers à roulements à billes ou à rouleaux.
Les butées utilisées sont des butées à rouleaux.

La roue mobile est en fonte pour les faibles et moyennes puissances, en bronze spécial pour les fortes puissances.



La commande des directrices peut être, soit à commande rigide, solution employée pour les turbines de faibles puissances, soit à commande extérieure élastique à ressorts. Cette dernière solution facilite l'entretien, et la présence de ressorts permet, d'une part d'assurer la fermeture des directrices, même si une directrice est coincée par un corps étranger, et, d'autre part, d'obtenir une fermeture complète et efficace du distributeur, puisqu'il est possible d'assurer une pression progressive sur les directrices. Ceci est très intéressant pour les turbines devant fonctionner de manière automatique.

(1) La vitesse spécifique est une grandeur qui différencie les vitesses des turbines à puissances et hauteurs de chutes égales. Le chiffre représentant la vitesse spécifique est la vitesse en tours par minute, d'une turbine de 1 CV sous 1 m de chute. A chaque vitesse spécifique correspond un tracé de roue mobile.

TURBINE COUDE

Kaplan à distributeur axial et arbre traversant le coude

Ces turbines ont été étudiées à partir des «GROUPES BULBES». Elles ont été mises au point dans le but de supprimer les inconvénients du groupe bulbe de petite dimension, tout en conservant ses principaux avantages. Ce sont des machines simples, robustes et ne nécessitant que peu de génie civil.

DOMAINE D'UTILISATION :

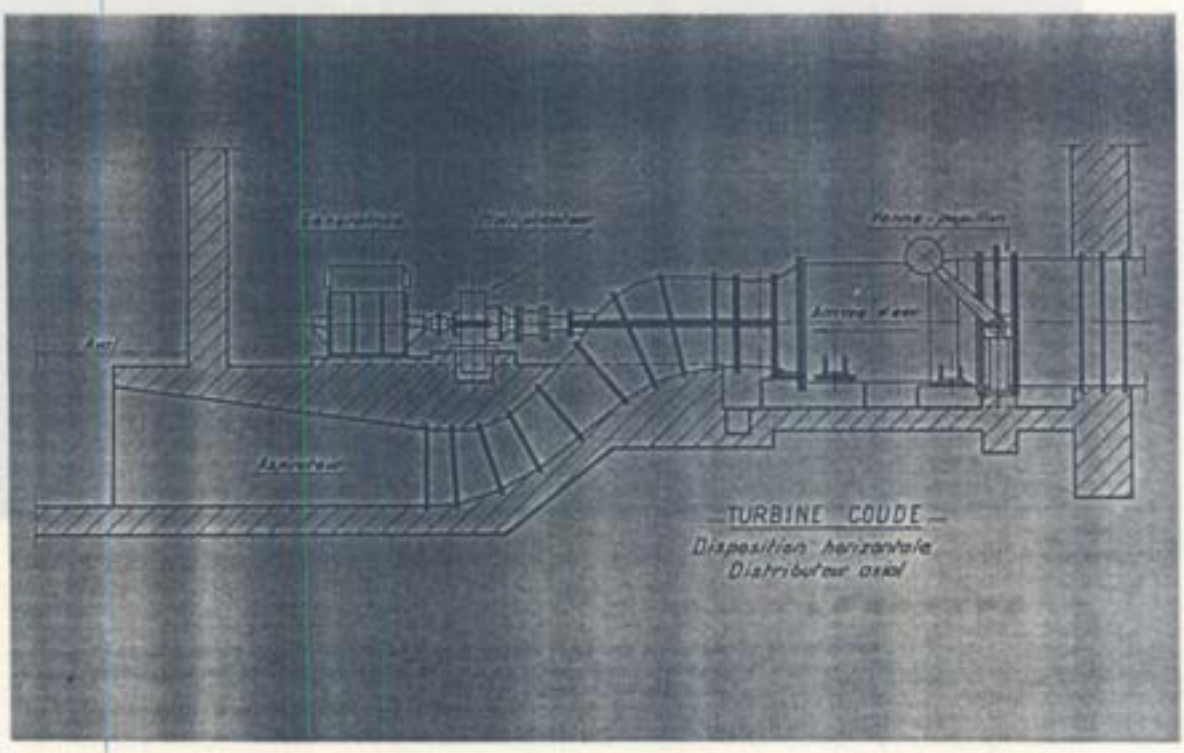
Ce type de machine convient pour des installations ayant une hauteur de chute de 1 à 15 m et des débits relativement importants.

DISPOSITION :

Ces turbines peuvent être soit à axe horizontal soit à axe vertical.
Elles sont placées directement en bout de conduite ou directement contre le mur d'une chambre d'eau si elle existe.
Elles sont montées sur aspirateur métallique.

VITESSE DE ROTATION :

Ces turbines ont des vitesses de rotation suffisamment élevées pour permettre en général un accouplement direct à l'alternateur. Lorsque la vitesse de rotation n'est pas suffisante, un multiplicateur à engrenages cylindriques est placé entre la turbine et l'alternateur.



C. DUMONT & Cie
PONT DE SI-UZE - 26240 SI-VALLIER FRANCE
Fondées en 1832 - R.C. Romans 57 B 248
Tél. : (75) 23.09.22 - Télex 345501

RENDEMENTS :

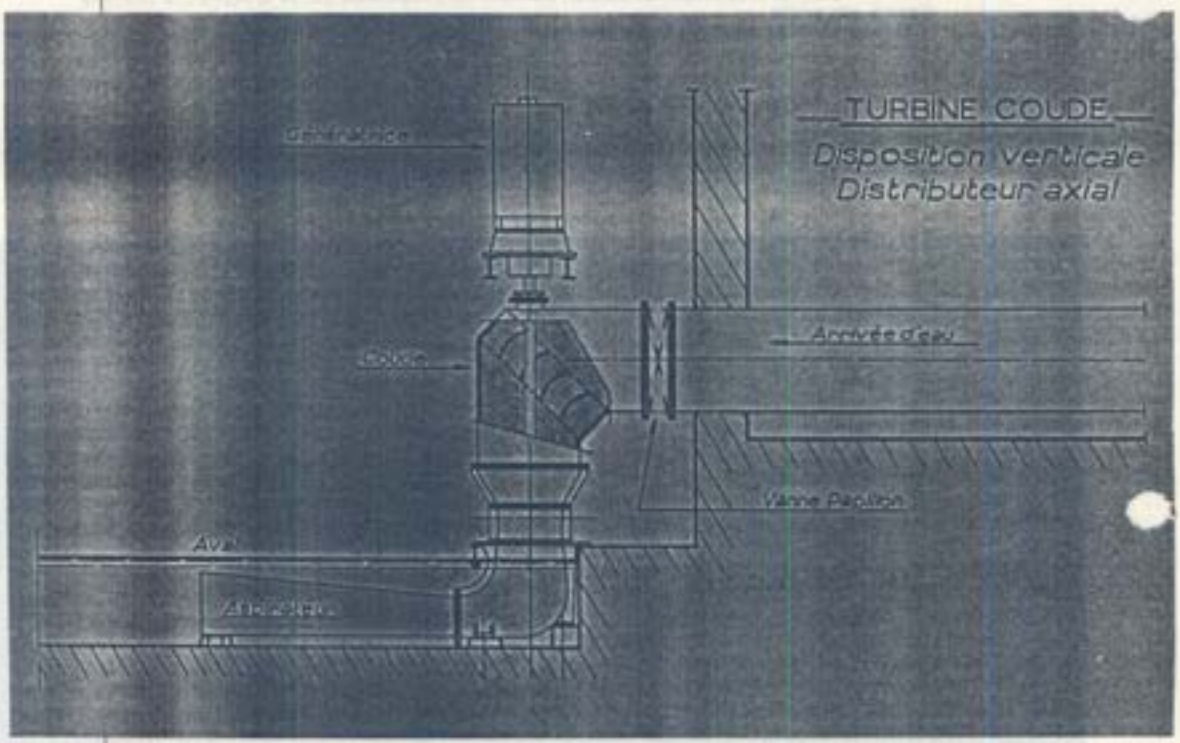
Le rendement de ce type de turbine est semblable à celui des machines classiques de même puissance. Le rendement reste bon aux faibles débits grâce au réglage des pales en marche.

CONSTRUCTION :

Le distributeur de cette trubine est un distributeur axial. Il est construit soit en fonte, soit en acier. Il porte un des paliers supportant l'arbre de la turbine. La roue mobile est constituée d'un moyeu portant les pales réglables. Le dispositif de commande des pales est logé dans le moyeu et est commandé par une tige traversant l'arbre moteur foré, comme dans les turbines Kaplan classiques.

Dans la disposition horizontale, l'arbre moteur traverse soit le coude amont, soit le coude aval de la turbine.

Dans la disposition verticale, l'arbre moteur traverse le coude amont.



AVANTAGES :

Ces turbines possèdent les avantages des turbines KAPLAN classiques et des groupes BULBES. Les travaux de génie civil sont réduits au minimum. Le montage sur le site est simplifié; les petites unités peuvent être livrées toutes montées.
L'alternateur est placé hors d'eau et peut être choisi parmi des matériels à vitesse rapide que les constructeurs électriciens construisant en série.

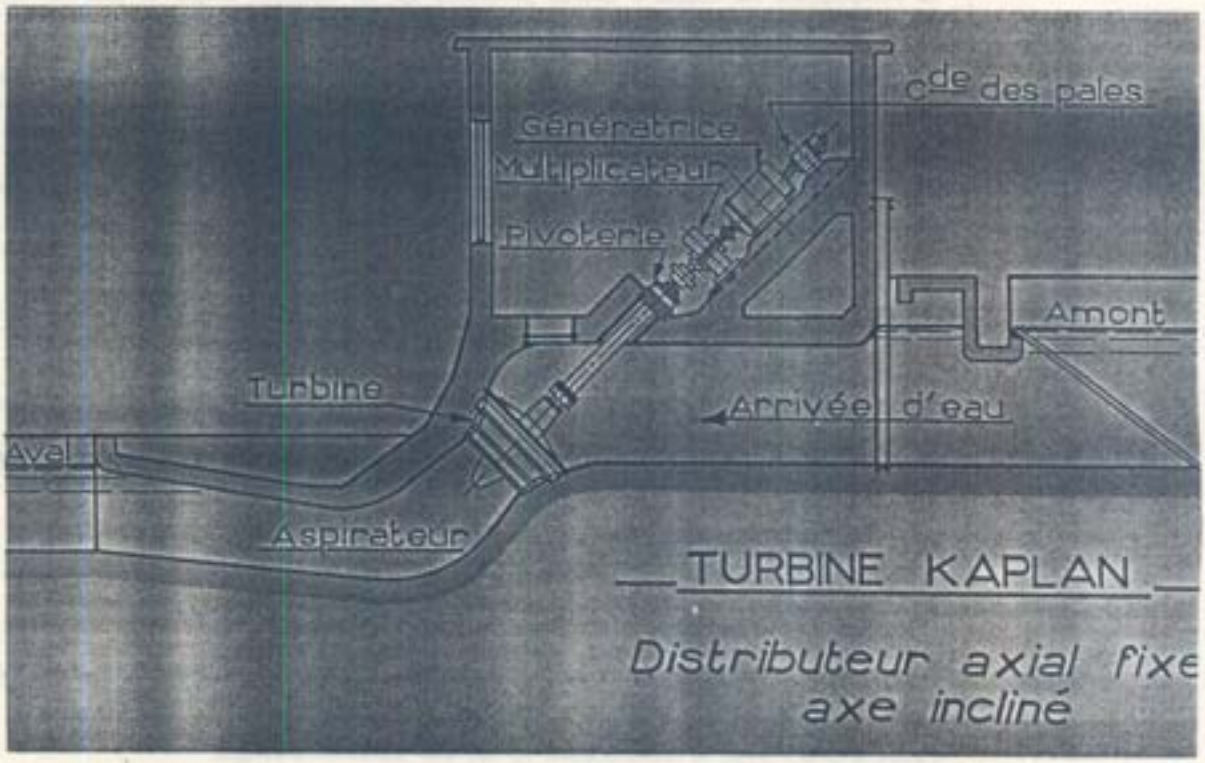
TURBINE KAPLAN
à distributeur fixe axial à axe incliné à 45°

DOMAINE D'UTILISATION

Ces turbines sont destinées à des chutes de faible hauteur (1 m. à 8 m.) et à fort débit. Les débits peuvent être variables dans de grandes proportions.

DISPOSITION

Ces turbines sont à axe incliné en général à 45°. Elles sont placées dans une chambre d'eau fermée, de forme simple. Elles demandent la construction d'un aspirateur en béton ou en tôle pour les petites unités.



Camille DUMONT & Cie
USINES DU PONT DE SAINT-UZE (Drôme) - Fondées en 1832

RENDEMENT

Le rendement de ces turbines est très bon à pleine charge. Il reste bon pour des débits faibles (3/8 du débit nominal) et reste acceptable au dessous de ces débits, grâce au réglage des pales en marche.

AVANTAGES DE CE TYPE DE TURBINE

L'emploi d'un distributeur axial permet de réduire les dimensions de la chambre d'eau, d'où un gain de maçonnerie. Cela autorise aussi l'installation de turbines importantes dans des chambres existantes, ce qui est intéressant lorsqu'on veut augmenter le débit d'une centrale.

L'arbre incliné à 45° sortant de la chambre d'eau, permet d'avoir, l'installation de la pivoterie hors de l'eau, l'utilisation d'un multiplicateur de vitesse à arbres parallèles de série et des génératrices tournant à des vitesses courantes, donc de série.

La pivoterie étant hors de l'eau, l'entretien et la surveillance sont faciles, d'où une sécurité de fonctionnement très grande.

Le multiplicateur de vitesse à arbres parallèles est un appareil simple et peu coûteux. Son prix est d'environ la moitié de celui d'un multiplicateur à renvoi conique,

Les génératrices à vitesse rapide ont des prix les plus réduits possibles et des rendements très élevés.

Le rendement global de ce groupe est excellent, plus élevé que celui des groupes ayant des génératrices couplées directement à la turbine. Ces groupes remplacent avantageusement, au point de vue prix, rendement et sécurité, les groupes bulbes.

CONSTRUCTION

La roue mobile est constituée par un moyeu supportant les pales en bronze haute résistance. Le dispositif de commande de la rotation des pales est logé dans le moyeu.

Le servo-moteur de commande des pales agit sur ce dispositif par une tige traversant l'arbre moteur foré.

Le distributeur à directrices fixes est en fonte. Les directrices viennent de fonderie. Le palier inférieur est porté par le distributeur.

La pivoterie est une butée à rouleaux ; le palier supérieur est à roulement à rouleaux.

L'arbre moteur comporte un tourteau de fixation de la roue mobile. Il est foré pour le passage de la tige de commande des pales et protégé par un fourreau étanche.

L'accouplement avec le multiplicateur se fait par manchon élastique.

VANNES
de barrage de prise d'eau et d'irrigation

A — VANNES GLISSANTES

DOMAINE D'UTILISATION

Ces vannes sont généralement installées sous de faibles charges d'eau.
Leurs dimensions restent moyennes en raison des efforts de manœuvre. On les utilise principalement pour :
Vannes d'isolement manuelle
Vannes de vidange ou de chasse

CONSTRUCTION

Elles sont constituées par un tablier métallique manœuvrant sur des glissières, soit brutes, soit usinées, avec ou sans joints d'étanchéité.

FONCTIONNEMENT

Les manœuvres s'effectuent généralement par crics à main, quelquefois motorisés (commande électrique ou électro-hydraulique).

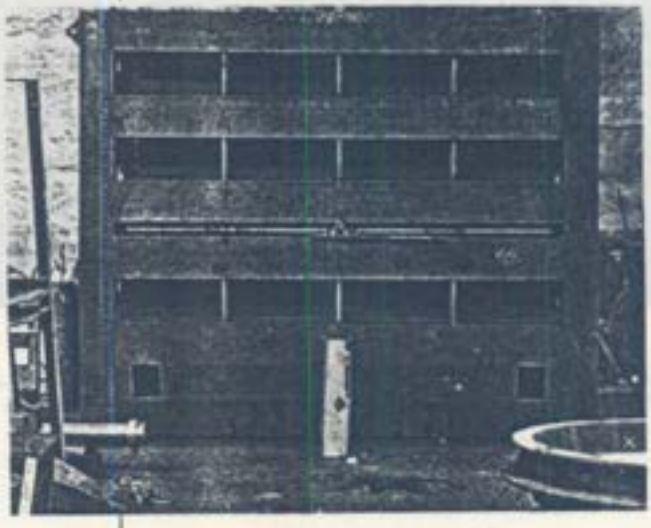
AVANTAGES

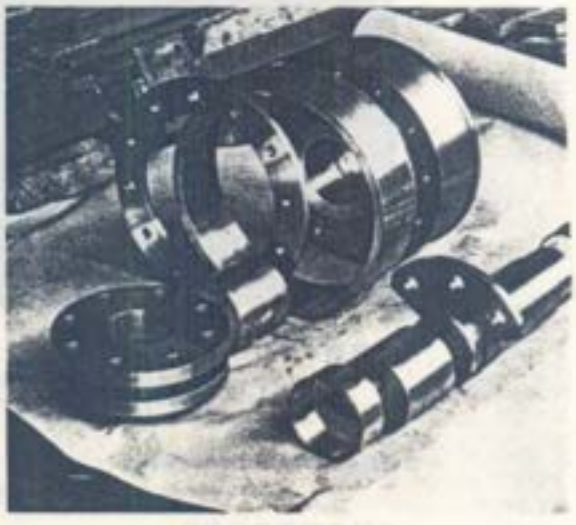
La principale qualité de ces vannes réside dans leur simplicité, leur robustesse et leur faible prix de revient.

B — VANNES WAGON

DOMAINE D'UTILISATION

Ces vannes sont installées sous des hauteurs d'eau plus importantes.
Elles peuvent aussi servir de vannes de sécurité à fermeture sans fourniture d'énergie électrique.
On les utilise principalement pour : Vannes de vidange de fond,
Vannes de garde de turbine





CENTRALE DE VEGA LARGA AU CHILI

Vanne Wagon de 3x3,1 m. sous 23,5 m. d'eau.
Détail du tablier en 2 éléments articulés.

Détail des galets de roulement fretés mis et montés sur excentrique permettant d'obtenir un réglage parfait de la portée sur les chemins de roulement.

Camille DUMONT & Cie
USINES DU PONT DE SAINT-UZE (Drôme) - Fondées en 1832
SOCIÉTÉ ANONYME - Téléphone : SAINT-UZE N° 3 et 11 - C.C.P. LYON 304-48
R.C. ROMANS 57 B 248 - Télég. : DUMONT-ST UZE - Télex : ST-VALLIER 5,-ROME

CONSTRUCTION

Elles sont constituées par un tablier métallique formé de poutres et de raidisseurs sur lesquels s'appuie la tôle de bordée et manœuvrant sur des chemins de roulement par l'intermédiaire de roues wagon. Ces roues sont bagués bronze ou teflon supprimant tout graissage.

L'étanchéité est assurée par joint caoutchouc synthétique, les portées de joints d'étanchéité étant usinées ou polies.

FONCTIONNEMENT

Les vannes sont commandées par vérins hydrauliques agissant directement ou par l'intermédiaire de brimballes ou encore par renvoi de câble. Les groupes de commande hydraulique permettent de contrôler la vitesse de manœuvre des vannes.

AVANTAGES

Les efforts de manœuvre, grâce aux roues wagon, sont réduits. La coupure du débit peut donc s'effectuer en général par le poids et l'action de l'écoulement de l'eau sur la vanne. On peut donc utiliser des vérins simple effet et nettement réduits par rapport à ceux nécessaires pour la manœuvre de vannes glissantes de mêmes caractéristiques.

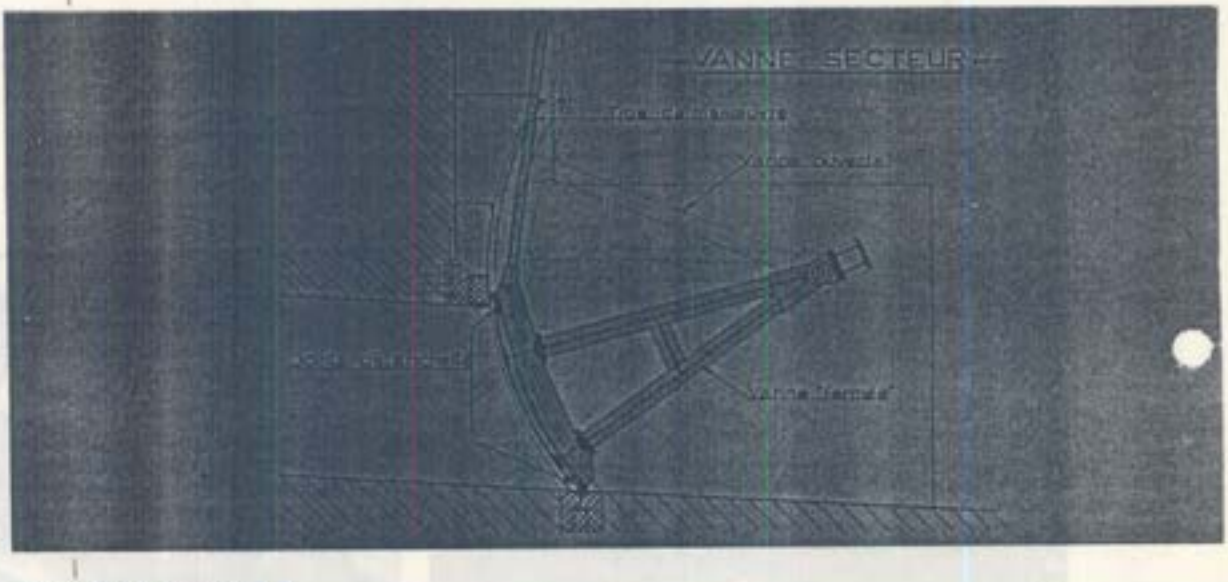
C — BATARDEAUX

Ils servent à la fermeture temporaire de pertuis. Leur construction est analogue à celle des vannes mais ils s'en distinguent par le fait qu'ils ne disposent pas d'organes de commande installés à demeure. Les appareils de levage peuvent être montés sur un portique pour une série de bâtardeaux.

D — VANNES SECTEUR

DOMAINE D'UTILISATION

Les vannes secteur, dont le domaine d'utilisation recoupe en partie celui des vannes wagon, s'implantent différemment et s'adaptent mieux aux conditions de certaines installations. En vannes de surface elles servent généralement d'évacuateur de crue et peuvent être équipées d'un volet déversant. Dans cette utilisation elles complètent les clapets de barrages.



CONSTRUCTION

Elles sont constituées par un tablier courbe dont la structure est analogue à celle du tablier d'une vanne wagon. Ce tablier est monté sur des bras droits ou obliques qui reportent la poussée de l'eau sur des pivots graissés ou autolubrifiés.

FONCTIONNEMENT

La commande des vannes secteur est effectuée soit par treuil, soit par vérins hydrauliques, quelquefois par vis.

AVANTAGES

Les efforts de manœuvre de ces vannes restent relativement faibles sous des poussées hydrauliques importantes. Leur encombrement, organes de manœuvre compris, est plus faible en hauteur que celui des vannes levantes, ce qui peut être très intéressant dans certaines installations.

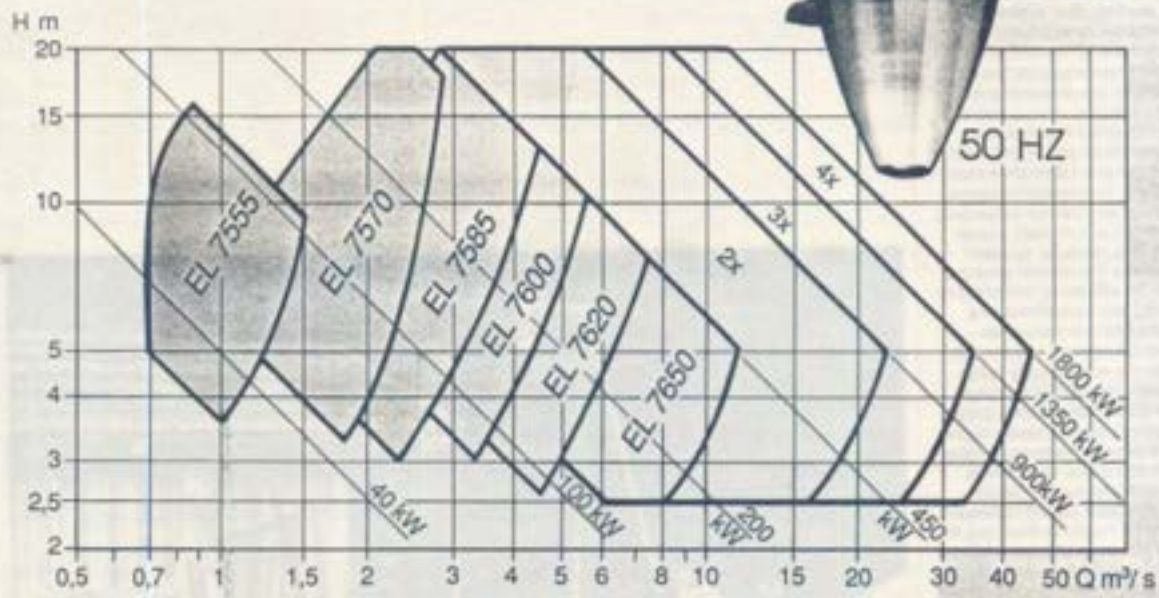
E

Submersible Hydroturbine Generators

FLYGT

E

Submersible Hydroturbine Generators



Please contact FLYGT; hydroturbine department, for data outside the performance field.

FLYGT

Submersible Hydroturbine Generators E

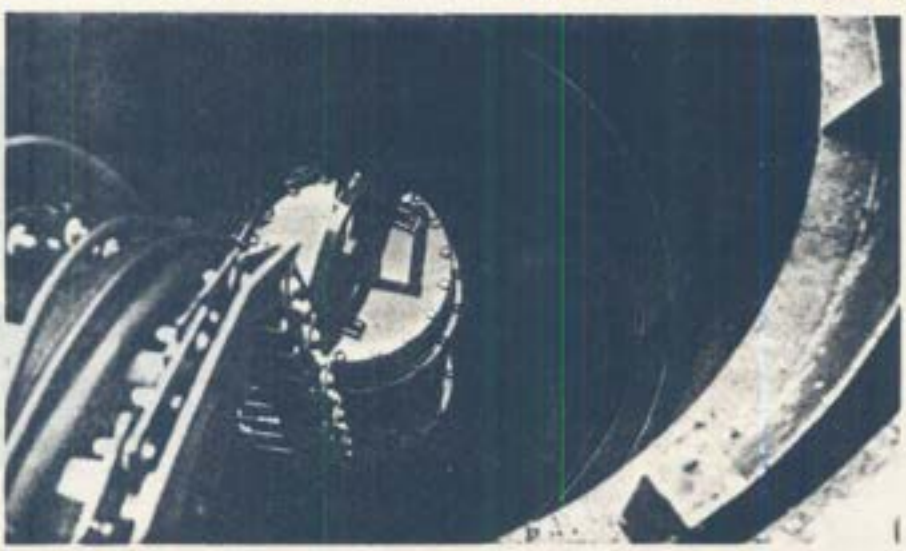
The submersible hydroturbine generators are particularly suitable for low head "run of the river" developments. The compact close coupled machines incorporate a semi-Kaplan turbine, an induction generator and, where necessary, an interposing epicyclic gear box. The complete unit is simply and quickly installed by lowering it into the permanent turbine tube where it seals under gravity and the head water pressure on an internal flange seating. This system totally eliminates conventional long drive shafts and transmission trains and consequently the need for power house superstructures. As all installation components can be supplied in a modular form, manufactured in pre-cast concrete or pre-fabricated steel, local labour and simple construction equipment can be employed to construct a complete power station. This modular system also permits the station arrangement to be efficiently matched to the actual site conditions in a manner which minimises environmental impact – especially important in ecologically sensitive areas. The FLYGT range of submersible hydroturbine generators comprises six basic frame sizes. However, the large number of generator sizes, gear ratios, guide vane and runner blade angles available permit optimum selection of machine modules to provide the most efficient utilization of the available hydro energy resource.

Users

Power utilities
Water and waste treatment organisations
Irrigation authorities

Applications

Rivers
Irrigation canals
Waste water discharge
Cooling water systems
New and rehabilited power stations
Compensation water at existing hydro stations
River control structures, e.g. weirs and sluices



FLYGT

Submersible Hydroturbine Generators E

1. Cable junction chamber
All electric power and sensor cables enter through a patented sealing gland which separates sealing and strain relief functions. The junction box is completely sealed off from the generator to improve reliability.

2. Generator
The 3-phase asynchronous squirrel cage induction generator is hermetically sealed within the stator casing. Stator windings are triple dipped to provide insulation in accordance with IEC 85 temperature Class F (155 °C).

3. Cooling
No separate cooling system is required as the submerged generator is continuously cooled, whilst operating, by the supply water.

4. Generator shaft mounting
Robust maintenance free design, comprising an upper single row roller bearing and various combinations of angular contact ball bearings and roller bearings depending on whether the generator is driven directly or via a gear box. All bearings are prepacked with special high temperature grease. Additional protection is provided by a RT100 thermal sensor mounted in the lower bearing housing.

5. Shaft
The runner shaft is completely isolated from the supply water.

6. Shaft sealing
The shaft sealing system comprises two independent mechanical face seal assemblies mounted in tandem. An interposing oil chamber lubricates and cools the double tungsten carbide seal faces and acts as an additional leakage barrier. The FLYGT seal face materials are selected to provide maximum resistance to abrasion and thermal shock.

7. Epicyclic gearbox
The two smallest machines are direct drive but with the four larger units an epicyclic gearbox is required to enable compact high speed, high efficiency generators to be used whilst limiting the runner speed to avoid cavitation. The maximum gear ratio is 1:6 and as the torque is transmitted via three planet gears the unit is extremely compact and efficient.

8. Oil pump
Each gearbox, where fitted, incorporates an integral gear pump to ciculare the oil through the transmission gear assemblies and peripheral oil cooler.

9. Turbine casing
Each turbine casing is available with four different guide vane angles.

10. Runner
Runner blades are available in four or five bladed versions manufactured from either aluminium bronze or stainless steel. Runner blade angles on all models can be adjusted manually in increments of 1° to match the head/flow characteristics of each site. With the four largest machines (EL 7585 to EL 7650), the runners are available with automatic hydraulic actuators to vary the pitch whilst operating.

11. Wear ring
Replaceable wear ring in bronze or stainless steel.

12. Rotation stop
A rotation stop prevents the hydroturbine generator from rotating in its seat at start.

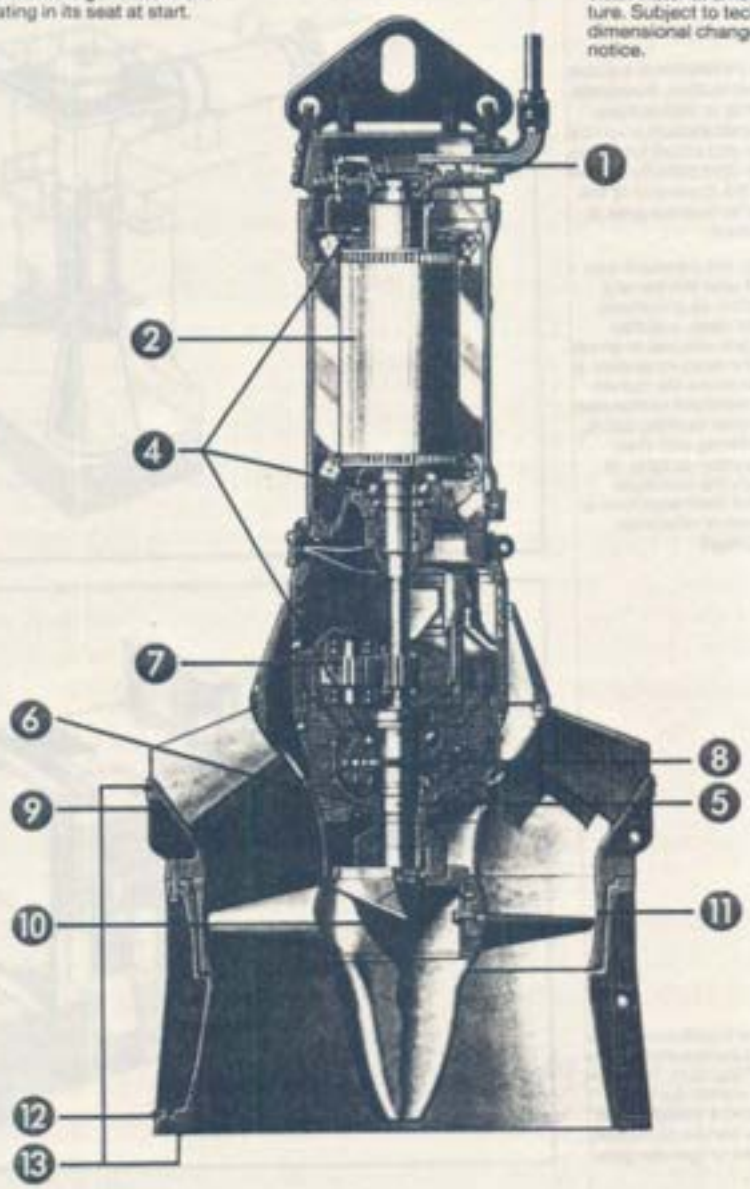
13. Rubber seal ring
A rubber seal ring is fitted to the lower flange of the turbine casing to provide a seal against the turbine tube flange seating.

14. Material and coating
All major cast parts (except runner) are manufactured from cast iron. Parts in contact with the water are coated with PVC epoxy resin primer and finished in chlorinated rubber paint. High molecular epoxy resin finish is available as an option.

15. Maximum water temperature
40 °C.

16. Monitoring system
The speed control equipment is used to switch the generator into the supply grid at correct speed and it stops the plant at over- or under-speed. The stator incorporates three thermal switches that operate at 155 °C. There is a Pt-100 thermistor for monitoring the lower bearing temperature. A float switch in the lower part of the stator casing reacts if water enters the stator casing. An optional oil pressure sensor is available for the gear box units.

All performance data is based on clean water at ambient temperature. Subject to technical and dimensional changes without notice.



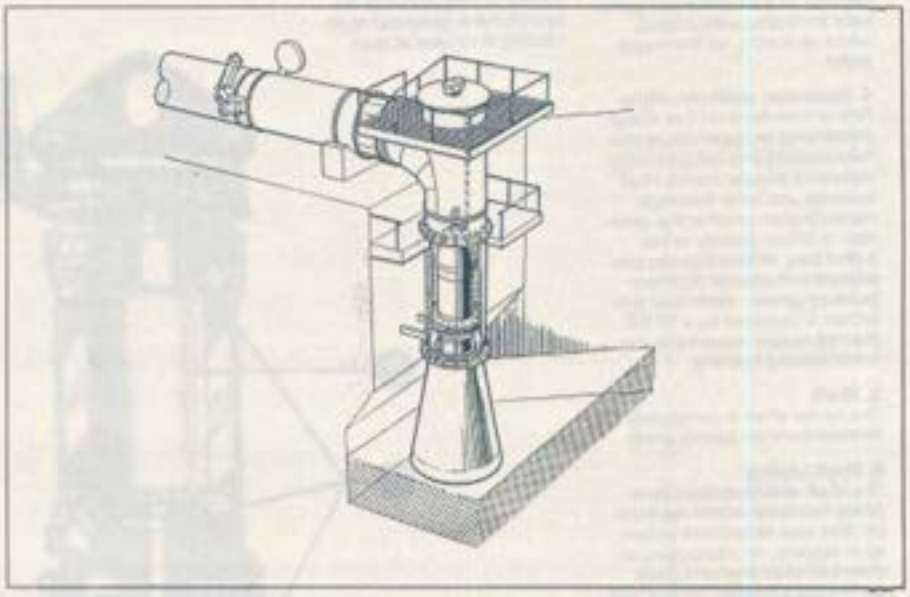
E3

FLYGT

Submersible Hydroturbine Generators E

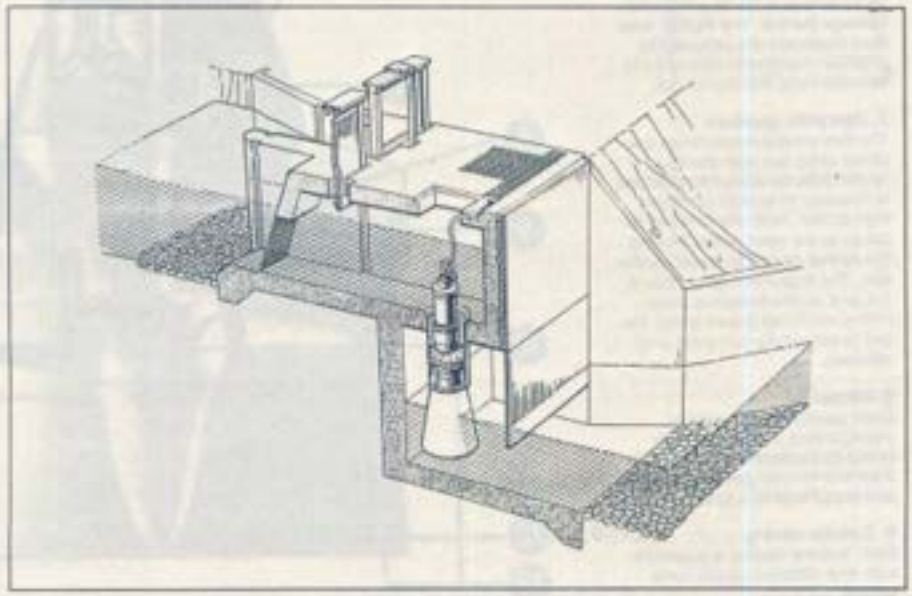
Installation principles
FLYGT submersible hydroturbine generators are designed to be installed vertically within a special turbine tube (the smaller direct drive EL 7555 and EL 7570 can also be installed horizontally or inclined). The turbine is simply lowered onto a small flange seating in the base of the turbine tube where it effectively seals under gravity and the differential pressure across the machine during operation. The elimination of permanent fixings is a great advantage as the machine can be quickly raised for routine servicing. The basic turbine tube can be coupled to a number of other installation modules, e.g. draft tubes, penstocks and open flumes, selected to suit the existing site conditions.

Basic installation layouts
To fully exploit the unique qualities of the submersible hydroturbine generators to the maximum, FLYGT has developed three basic station configurations. These are designed on a modular basis for the most common conditions within the head range from 2.5 to 20 m.
The basic installation layouts are as follows:



Penstock
A penstock installation is suitable for heads 6 m to 20 m. It consists of a horizontal or inclined penstock, a branch section, a vertical turbine tube and a draft tube. The flow can be controlled by a valve installed at the lower end of the penstock or by a sluice gate at the water intake.

Alternatively, the penstock can be mounted over the top of a dam to function as a siphonic intake. In this case, a siphon breaker valve is required to arrest the flow and a vacuum system is necessary to prime the siphon. This type of penstock siphon can be installed over existing dams, without interfering with their structural function or safty, in order to utilize the minimum environmental discharge from a reservoir which is otherwise wasted in spillage.

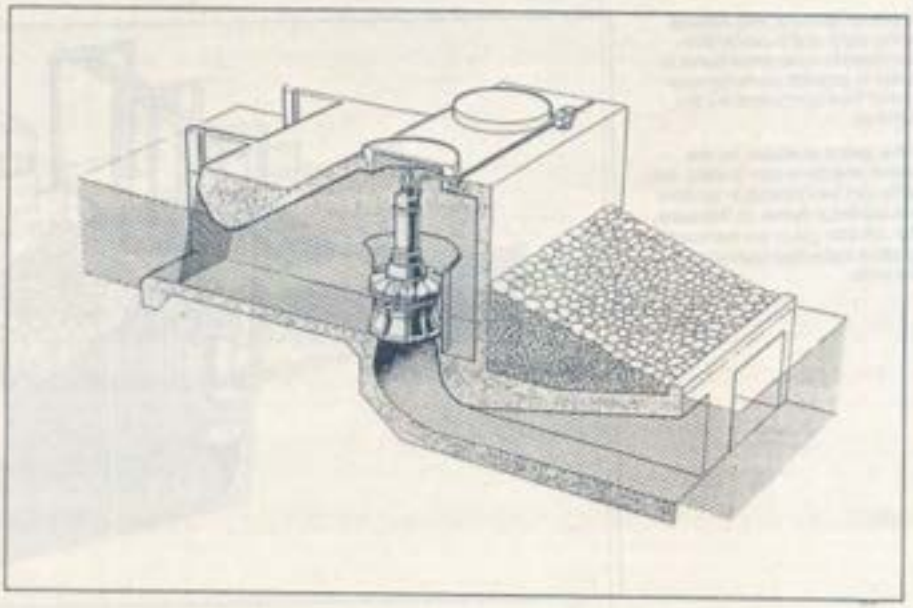


Open flume
An open flume installation with a straight draft tube is suitable for a head range of 5 to 10 m. The main elements are a short flume, a turbine tube and a straight draft tube. The flow can be controlled by a sluice gate or cylinder gate.

FLYGT

Submersible Hydroturbine Generators E

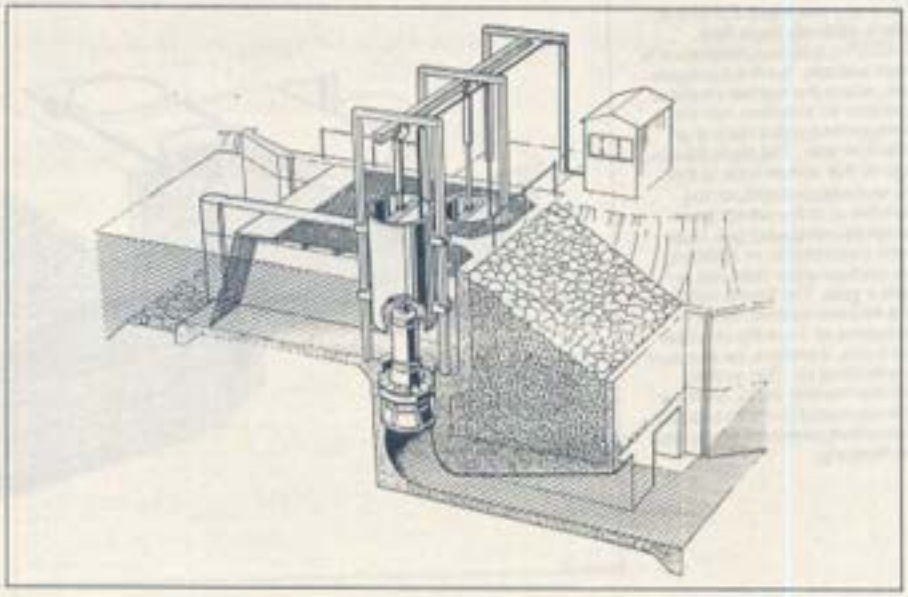
Siphon
For a very low head, 2.5 to 5 m, with a relatively large flow, 5–12 m^3/s, a siphon installation is most suitable. Such a configuration, where the turbine chamber operates as a siphon, can be incorporated into a dam or an over flow weir. The main advantage of this siphon form is that the excavation depth for the foundation of the station is reduced as compared with open flume installations. In addition, this configuration does not require a gate. The flow is initiated by a vacuum system, which evacuates air from the chamber and it can, therefore, be stopped by admitting air. This system, with few moving parts, is advantageous in cold climates because it minimises problems asspciated with freezing.



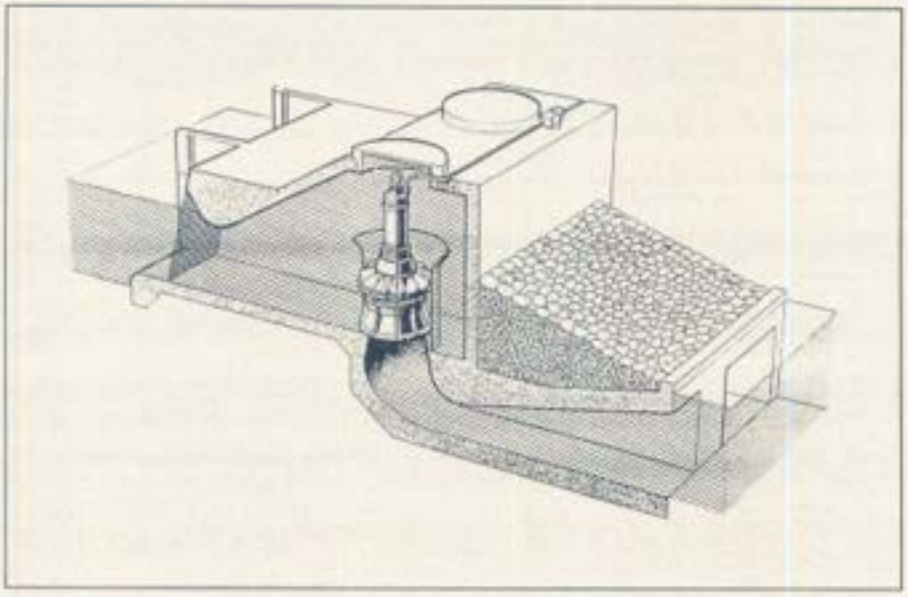
Submersible Hydroturbine Generators E

In power stations with several units, each unit is preferably mounted in a separate flume in order to provide perfectly controlled flow conditions for the turbines.

If the space available for the power station is very limited, two units can be installed in tandem in a common flume. In this case, the cylinder gates are necessary to allow individual operation of the units.

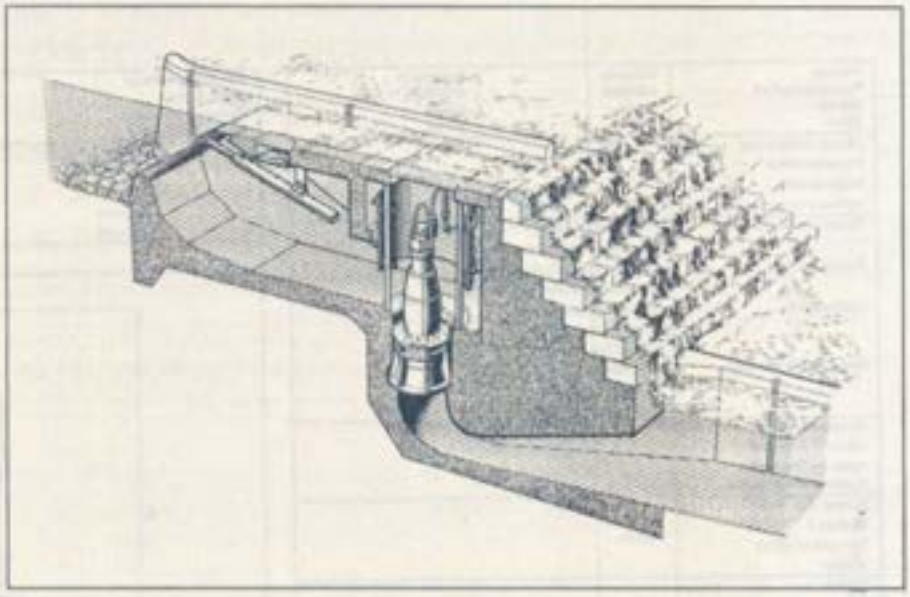


For a head range from 3 to 6 m, an open flume with a conventional elbow draft tube is required. Here the flow is controlled by a cylinder gate. The cylinder gate is simply a tube with a rubber seal around its lower circumference. Since the hydrostatic pressure on the cylinder is balanced, the gate can be moved up and down with minimal force. It can also be closed by its own weight which is an important safety feature. A cylinder gate (preferably) or a sluice gate are alternative options in all types of open flumes.



Submersible Hydroturbine Generators E

Floodproof and underwater power stations
A unique application for submersible hydroturbine generators are floodproof and underwater power stations. Open flume and siphon configurations can be made floodproof by locating the control equipment beyond the reach of floodwater by means of extended cables and hydraulic lines. The station itself can be completely flooded and continue to operate. Moreover, a power station with submersible hydroturbine generators can be specially designed for continuous operation under water which gives unique environmental and aesthetical advantages.



Reichenbach Power Station (River Fils, Germany) Turbine type EL 7600 R

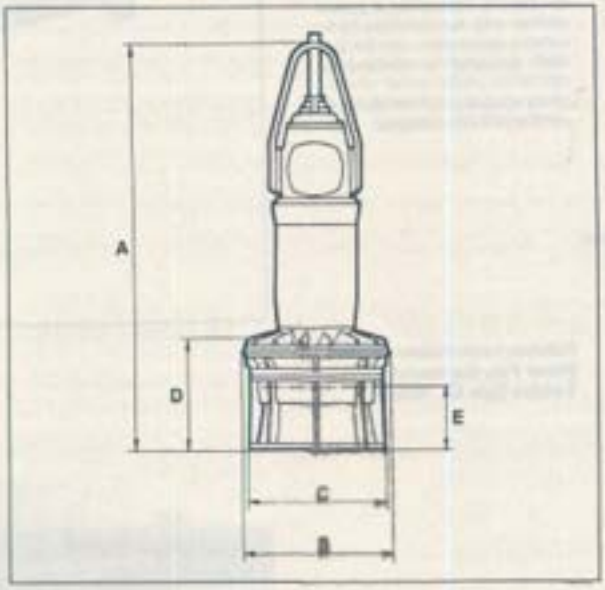
FLYGT

Submersible Hydroturbine Generator EL 7555
Hydrogénératrices Submersibles EL 7555
Tauchgenerator-Turbine EL 7555
Elettroturbine Sommerse EL 7555

Runner Propellerlaufrad Hélice Elica	4 Blades 4 Blätter 4 Pale 4 Pale	5 Blades 5 Blätter 5 Pale 5 Pale
Runner blade angle Propellerwinkel Angle de pale Inclinazione pale elica	4°–28°	8°–28°
Runner blade angle Propellerwinkel Angle de pale Regolazione pale-elica	Preset with 1° step exchangeable washers Verstellung von Hand durch Austausch v. Zwischenrsch. Pré-réglage par rondelle de calage d'angle de pale au pas de un degré Pre-regolazione manuale con flange calibrate per ogni grado	
Guide vane angle Leitschaufelwinkel Angle de directrice Angolo del distributore	56°; 57°; 63°; 70°	
Runner Ø Laufrad Ø Diamètre d'hélice Ø Elica	0,85 m	
Tube Ø Rohrenweite Diamètre de tube Ø Tubo condotto	min 0,8 m	

Rated power Gen. Nennleistung Puissance nominale Potenza nominale	30–110 kW
Runner speed Propeller-Drehzahl Vitesse de rotation d'hélice Velocità elica	515–770 rpm

Dimensions in mm Maße in mm Dimensioni in mm		Weight in kg Gewicht in kg Masse in kg Peso in kg	
A	2220–2490 mm	Weight Gewichte Poids Peso	1250–1500 kg
B	765 mm		
C	725 mm		
D	582 mm		
E	340 mm		



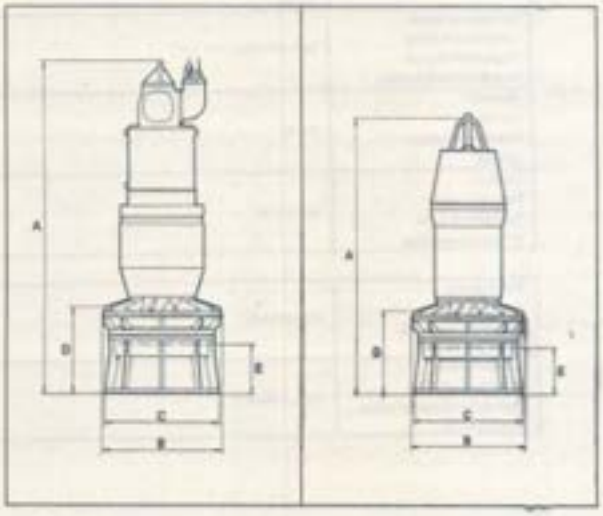
FLYGT

Submersible Hydroturbine Generator EL 7585
Hydrogénératrices Submersibles EL 7585
Tauchgenerator-Turbine EL 7585
Elettroturbine Sommerse EL 7585

Runner Propellerlaufrad Hélice Elica	4 Blades 4 Blätter 4 Pale 4 Pale	5 Blades 5 Blätter 5 Pale 5 Pale
Runner blade angle Propellerwinkel Angle de pale Inclinazione pale elica	4°–28°	6°–28°
Runner blade angle Propellerwinkel Angle de pale Regolazione pale elica	Hydraulic adjustable or preset with 1° steps Hydraulisch oder von Hand verstellbar Angle de pale à réglage automatique ou pré-réglé par degré Pre-regolazione manuale calibrata per ogni gradi o regolazione automatica	Preset with 1° step exchangeable washers Verstellung von Hand durch Austausch v. Zwischenscheiben Pré-réglage par rondelle de calage d'angle de pale au pas de un degré Pre-regolazione manuale con flange calibrate per ogni grado
Guide vane angle Leitschaufelwinkel Angle de directrice Angolo del distributore	50°; 57°; 63°; 70°	
Runner Ø Laufrad Ø Diamètre d'hélice Ø Ø Elica	0,85 m	
Tube Ø Rohrennweite Diametro de tube Ø Tubo contenitore	min 1,2 m	

	With gear Mit Getriebe Avec multiplicateur Con moltiplicatore	Without gear Ohne Getriebe Sans multiplicateur Senza moltiplicatore
Rated power Gen. Nennleistung Puissance nominale Potenza nominale	75 – 450 kW	160 – 200 kW
Runner speed Propeller-Drehzahl Vitesse de rotation d'hélice Velocità elica	226 – 601 rpm	435 – 610 rpm

Dimensions in mm Maße in mm Dimensions en mm Dimensioni in mm	Weight in kg Gewicht in kg Masse en kg Peso in kg	
	With gear Mit Getriebe Avec multiplicateur Con moltiplicatore	Without gear Ohne Getriebe Sans multiplicateur Senza moltiplicatore
A	3390 – 3905 mm	2930 – 2965 mm
B	1165 mm	1165 mm
C	1115 mm	1115 mm
D	881 mm	881 mm
E	500 mm	500 mm
Weight Gewichte Poids Peso	3300 – 3650 kg	3700 – 4300 kg



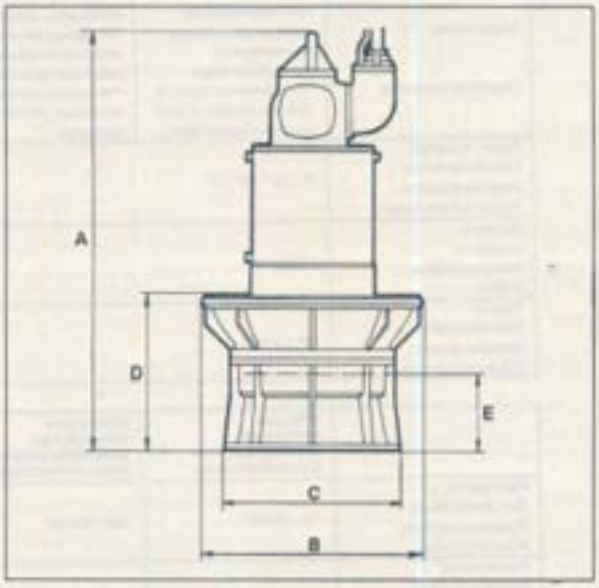
Submersible Hydroturbine Generator EL 7570
Tauchgenerator-Turbine EL 7570

Hydrogénératrices Submersibles EL 7570
Elettroturbine Sommerse EL 7570

Runner Propellerlaufrad Hélice Elica	4 Blades 4 Blätter 4 Pale 4 Pale	5 Blades 5 Blätter 5 Pale 5 Pale
Runner blade angle Propellerwinkel Angle de pale Inclinazione pale elica	4°–28°	8°–28°
Runner blade angle Propellerwinkel Angle de pale Regolazione pale elica	Preset with 1° step exchangeable washers Verstellung von Hand durch Austausch v. Zwischenringen Pre-réglage par rondelle de calage d'angle de pale au pas de un degré Pre-regolazione manuale con flange calibrate per ogni grado	
Guide vane angle Leitschaufelwinkel Angle de directrice Angolo del distributore	50°, 57°, 63°, 70°, 77°	
Runner Ø Laufrad Ø Diamètre d'hélice Ø Elica	0,7 m	
Tube Ø Rohrinnenweite Diamètre de tube Ø Tubo contenitore	min 1,2 m	

Rated power Gen. Nennleistung Puissance nominale Potenza nominale	60 – 375 kW
Runner speed Propeller-Drehzahl Vitesse de rotation d'hélice Velocità elica	435 – 760 rpm

Dimensions in mm Maße in mm Dimensions en mm Dimensioni in mm		Weight in kg Gewicht in kg Masse en kg Peso in kg	
A	2275 – 2945 mm	Weight Gewichte Poids Peso	2350 – 3900 kg
B	1105 mm		
C	825 mm		
D	821 mm		
E	420 mm		

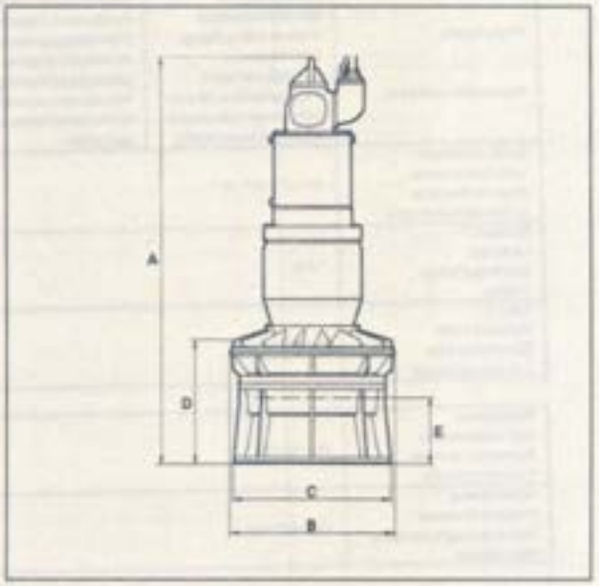


Submersible Hydroturbine Generator EL 7600
Hydrogénératrices Submersibles EL 7600
Tauchgenerator-Turbine EL 7600
Elettroturbine Sommerse EL 7600

Runner Propeller/Laufrad Hélice Elica	4 Blades 4 Blätter 4 Pale 4 Pale	5 Blades 5 Blätter 5 Pale 5 Pale
Runner blade angle Propellerwinkel Angle de pale Inclinazione pale elica	4°–28°	8°–28°
Runner blade angle Propellerwinkel Angle de pale Regolazione pale elica	Hydraulic adjustable or preset with 1° steps Hydraulisch oder von Hand verstellbar Angle de pale à réglage automatique ou pré-réglé par degré Pre-regolazione manuale calibrata per ogni grado o regolazione automatica	Preset with 1° step exchangeable washers Verstellung von Hand durch Austausch v. Zwischenasch. Pré-réglage par rondelle de calage d'angle de pale au pas de un degré Pre-regolazione manuale con flange calibrate per ogni grado
Guide vane angle Leitschaufelwinkel Angle de directrice Angolo del distributore	50°; 57°; 63°; 70°	
Runner Ø Laufrad Ø Diamètre d'hélice Ø Elica	1,0 m	
Tube Ø Rohrnennweite Diamètre de tube Ø Tubo contenitore	min 1,4 m	

Rated power Gen. Nennleistung Puissance nominale Potenza nominale	85–450 kW
Runner speed Propeller-Drehzahl Vitesse de rotation d'hélice Velocità elica	191–505 rpm

Dimensions in mm Maße in mm Dimensions en mm Dimensioni in mm		Weight in kg Gewicht in kg Masse en kg Peso in kg	
A	3460–4110 mm	Weight Gewichte Poids Peso	4000–6550 kg
B	1365 mm		
C	1315 mm		
D	1025 mm		
E	556 mm		



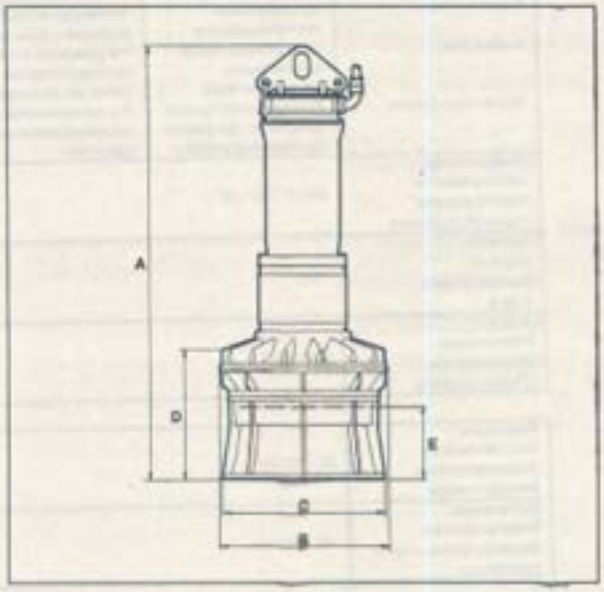
FLYGT

Submersible Hydroturbine Generator EL 7620
Tauchgenerator-Turbine EL 7620
Hydrogénératrices Submersibles EL 7620
Elettroturbine Sommerse EL 7620

Runner Propellerlaufrad Hélice Elica	4 Blades 4 Blätter 4 Pale 4 Pale	5 Blades 5 Blätter 5 Pale 5 Pale
Runner blade angle Propellerwinkel Angle de pale Inclinazione pale eliche	4°–28°	8°–28°
Runner blade angle Propellerwinkel Angle de pale Regolazione pale eliche	Hydraulic adjustable or preset with 1° step Hydraulisch oder von Hand verstellbar Angle de pale à réglage automatique ou pré-réglé par degré Pre-regolazione manuale calibrata per ogni grado o regolazione automatica	Preset with 1° step exchangeable washers Verstellung von Hand durch Austausch v. Zwischenscheiben Pré-réglage par rondelle de calage d'angle de pale au pas de un degré Pre-regolazione manuale con flange calibrate per ogni grado
Guide vane angle Leitschaufelwinkel Angle de directrice Angolo del distributore	56°, 57°, 63°, 70°	
Runner Ø Laufrad Ø Diamètre d'hélice Elica	1,2 m	
Tube Ø Rohrdurchmesser Diamètre de tube Tubo cilindrico	min 1,6 m	

Rated power Gen. Nennleistung Puissance nominale Potenza nominale	85 – 450 kW
Runner speed Propeller-Drehzahl Vitesse de rotation d'hélice Velocità elica	154 – 428 rpm

Dimensions in mm Maße in mm Dimensions en mm Dimensioni in mm		Weight in kg Gewicht in kg Masse en kg Peso in kg	
A	3560 – 4220 mm	Weight Gewichte Poids Peso	5100 – 7650 kg
B	1565 mm		
C	1518 mm		
D	1250 mm		
E	709 mm		



E

Submersible Hydroturbine Generator EL 7650
Tauchgenerator-Turbine EL 7650
Hydrogénératrices Submersibles EL 7650
Elettroturbine Sommerse EL 7650

Runner **Propellerlaufrad** **Hélice** **Elica**	**4 Blades** **4 Blätter** **4 Pale** **4 Pale**
Runner blade angle Propellerwinkel Angle de pale Inclinazione pale elica	4°–28°
Runner blade angle Propellerwinkel Angle de pale Regolazione pale elica	Hydraulic adjustable or preset with 1° steps Hydraulisch oder von Hand verstellbar Angle de pale à réglage automatique ou pré-réglé par degré Pre-regolazione manuale calibrata per ogni grado o regolazione automatica
Guide vane angle Leitschaufelwinkel Angle de directrice Angolo del distributore	57°, 63°, 70°, 77°
Runner Ø Laufrad Ø Diamètre d'hélice Ø Elica	1,5 m
Tube Ø Rohrnennweite Diamètre de tube Ø Tubo contenitore	min 2,0 m

Rated power Gen. Nennleistung Puissance nominale Potenza nominale	110–450 kW
Runner speed Propeller-Drehzahl Vitesse de rotation d'hélice Velocità elica	128–304 rpm

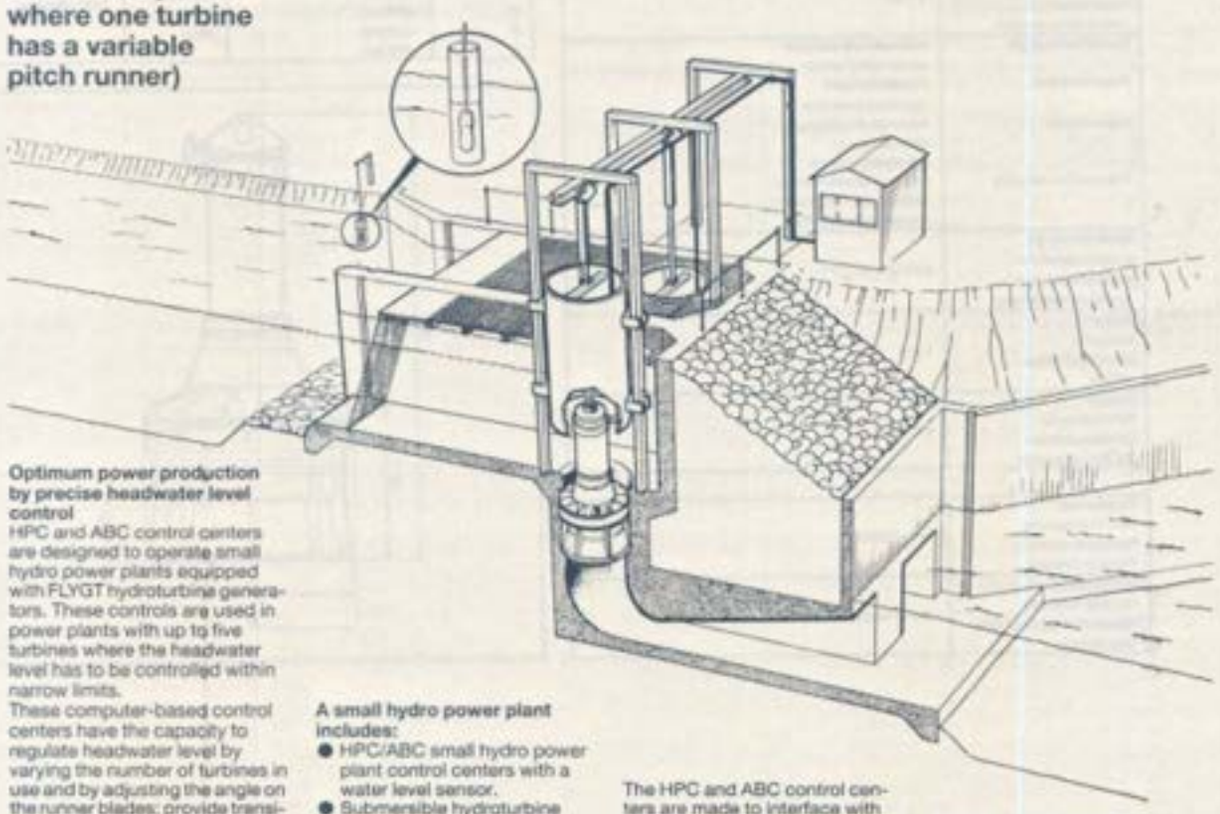
Dimensions in mm **Maße** in mm **Dimensions** en mm **Dimensioni** in mm		**Weight** in kg **Gewicht** in kg **Masse** en kg **Peso** in kg	
A	3750–4390 mm	Weight Gewichte Poids Peso	7550–9850 kg
B	1965 mm		
C	1695 mm		
D	1530 mm		
E	860 mm		

FLYGT

Small Hydro Power Plant Control Centers (HPC & ABC)

HPC (Electrical control for plants where all turbines have fixed runner blades)

ABC (Electrical control for plants where one turbine has a variable pitch runner)



Optimum power production by precise headwater level control

HPC and ABC control centers are designed to operate small hydro power plants equipped with FLYGT hydroturbine generators. These controls are used in power plants with up to five turbines where the headwater level has to be controlled within narrow limits.

These computer-based control centers have the capacity to regulate headwater level by varying the number of turbines in use and by adjusting the angle on the runner blades; provide transition logic for starting and stopping sequences, and analyse hydroturbine generators and plant related faults for alarm or shutdown requirements.

A small hydro power plant includes:

- HPC/ABC small hydro power plant control centers with a water level sensor.
- Submersible hydroturbine generators.
- Gates or valves with aerators.
- Switchgear with or without power factor correction capacitors.

The HPC and ABC control centers are made to interface with FLYGT submersible hydroturbine generators and other small hydro power plant components supplied by FLYGT. Switchgear and gate equipment from other sources must conform to FLYGT's specifications in order to be able to send and receive signals from the HPC and ABC control centers.

Hydro Power Control

The HPC control center is used to operate power plants where all the turbines have fixed blades. This control center is available in models HPC 1 to HPC 5 for installations with one to five hydroturbine generators.

Automatic Blade Control

The ABC control center is used to operate power plants with one to five hydroturbine generators, one of which has adjustable blades. The number following the ABC designation, 1 to 5, corresponds to the number of hydroturbine generators in the installation. The ABC control center changes the blade pitch via a hydraulic mechanism to control water consumption for optimum energy production.

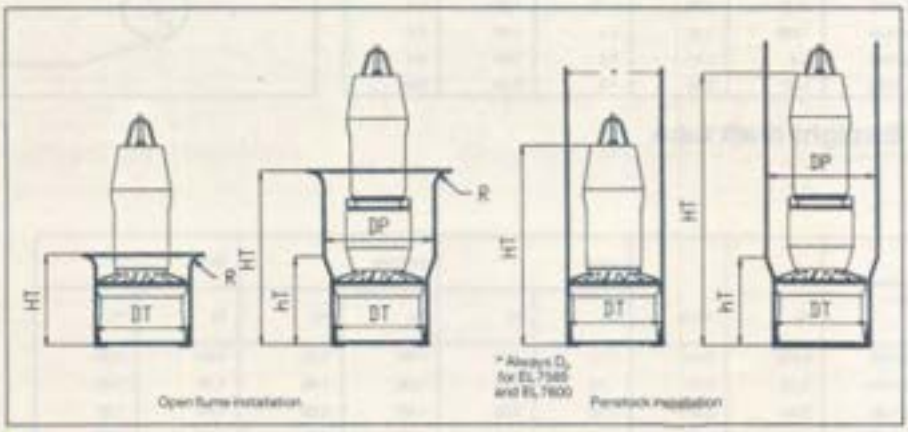
The standard versions of these control centers are designed for power plants that have the same size turbines. Non-standard versions can be made by changing the control program for small hydro power plants with units of different sizes.

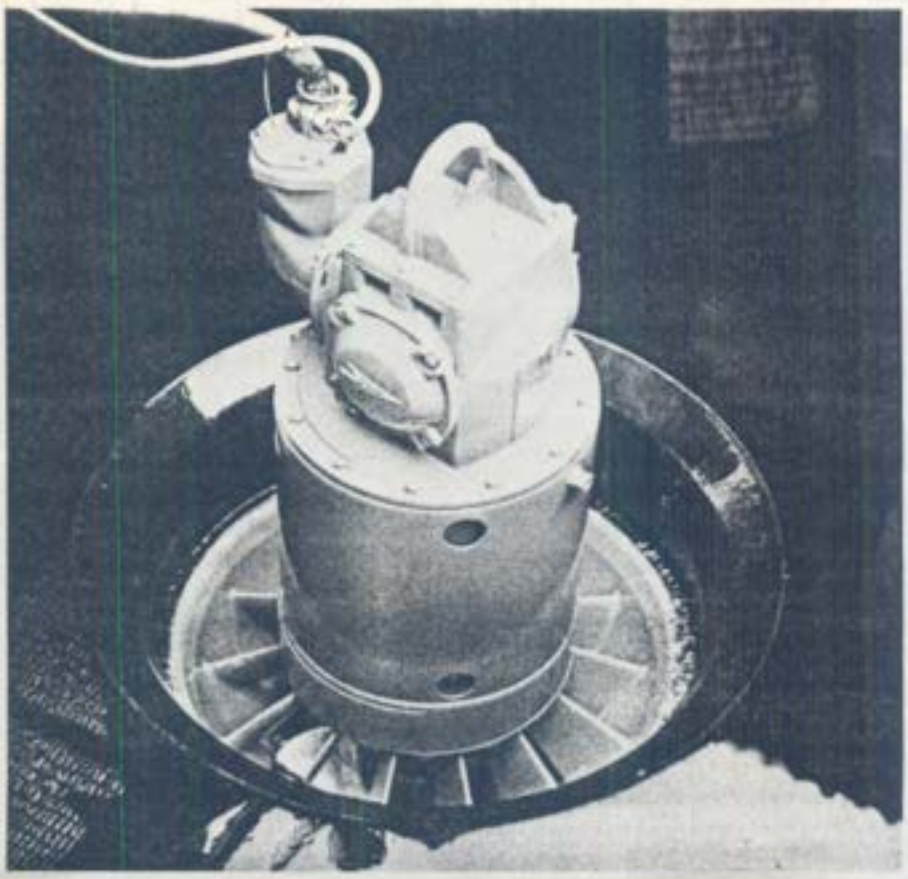
Ancillary Equipment

1. Turbine tube

FLYGT offers assistance on the general design of a complete power station and its components. FLYGT can also provide fabrication drawings for turbine tubes and for draft tubes, which have been designed for maximum total efficiency of a power station. Compliance with these designs is required to obtain FLYGT's power output guarantee. For a preliminary assessment of the size of the power station some basic dimensions are listed below.

Turbine size	Open flume					Penstock			
	D_T	min H_1	R	D_P	h_T	D_T	min H_1	D_P	h_T
EL 7555	0.8	0.8	0.24	1.0	0.85	0.8	Total height of hydro-turbine generator	1.0	0.85
EL 7570	1.2	1.2	0.36	1.4	1.10	1.2		1.4	1.10
EL 7585	1.2	1.2	0.36	1.4	1.15	1.2		1.4	1.15
EL 7600	1.4	1.4	0.42	1.6	1.30	1.4		1.6	1.30
EL 7620	1.6	1.6	0.48	1.8	1.55	1.6		1.8	1.55
EL 7650	2.0	2.0	0.60	2.0	–	2.0		2.0	–

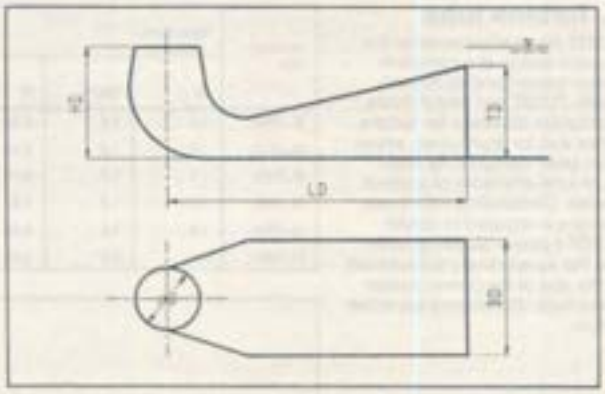




FLYGT

Ancillary Equipment

2. Elbow draft tube



Turbine size	D_0	H_0	L_0	T_0	B_0
EL7555	0.605	1.04	2.75	0.88	1.1
EL7570	0.760	1.33	3.5	1.12	1.4
EL7585	0.92	1.63	4.25	1.36	1.7
EL7600	1.085	1.92	5.0	1.60	2.0
EL7630	1.3	2.31	6.0	1.92	2.4
EL7650	1.62	2.90	7.5	2.40	3.0

3. Straight draft tube

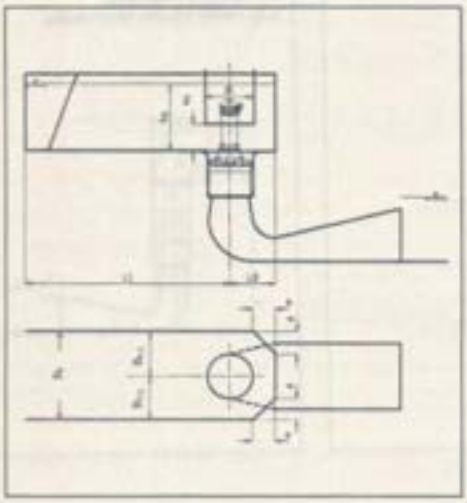
Turbine size	D_0	mm/h_0	Long		Medium		Short	
			D_0	H_0	D_0	H_0	D_0	H_0
EL7555	0.605	0.44	1.12	1.83	1.02	1.31	0.92	0.99
EL7570	0.76	0.56	1.42	2.28	1.29	1.66	1.16	1.25
EL7585	0.92	0.68	1.72	2.52	1.56	2.02	1.40	1.52
EL7600	1.085	0.80	2.03	2.97	1.84	2.37	1.65	1.79
EL7630	1.3	0.96	2.43	3.56	2.20	2.85	1.98	2.15
EL7650	1.62	1.2	3.03	4.45	2.75	3.56	2.47	2.68

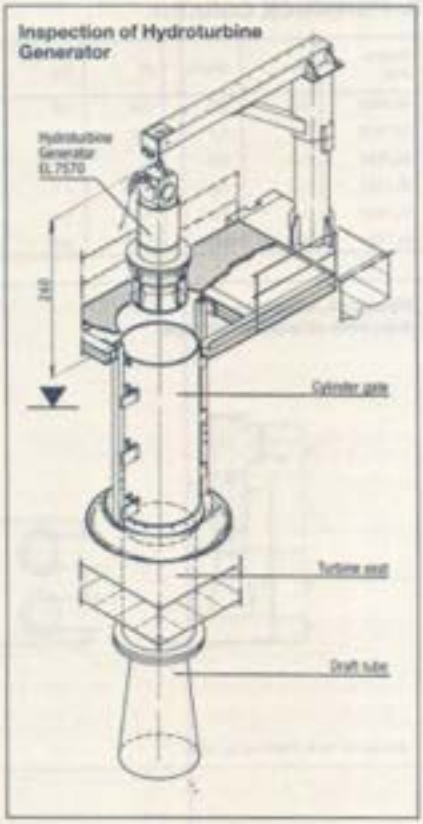
E

Ancillary Equipment

4. Open flume with cylinder gate

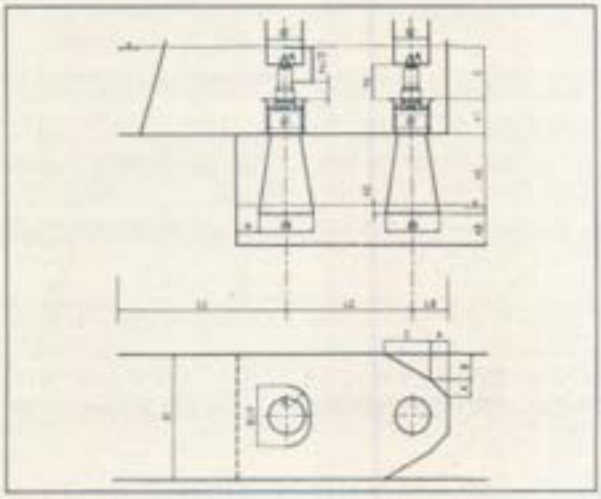
Turbine size	min h_1	D_1	min h_2	L_1	L_4	B_1	A
EL 7550	2.0	0.85	0.7	3.2	0.8	1.6	0.4
EL 7570	2.0	1.3	0.8	4.8	1.2	2.4	0.6
EL 7590	2.2	1.3	0.9	4.8	1.2	2.4	0.6
EL 7600	2.2	1.5	1.2	5.6	1.4	2.8	0.7
EL 7620	2.5	1.7	1.4	6.4	1.6	3.2	0.8
EL 7650	3.0	2.15	1.6	8.0	2.0	4.0	1.0





5. Tandem installation

	D_1	h_1	min S	D_2	h_2	h_3	D_3	h_4	h_5	W	L_1	L_2	L_4	B_1	R	A	B	C
EL 7550	0.8	0.9	1.7	0.85	0.8	1.63	1.12	0.8	0.3	0.5	3.2	2.8	0.8	2.8	0.8	0.4	0.8	1.0
EL 7570	1.2	1.2	1.8	1.3	1.0	2.06	1.42	0.7	0.4	0.6	4.8	4.2	1.2	4.2	0.9	0.6	0.9	1.6
EL 7590	1.2	1.2	2.0	1.3	1.2	2.52	1.72	1.0	0.4	0.7	4.8	4.8	1.2	4.8	0.9	0.8	1.1	1.9
EL 7600	1.4	1.4	2.0	1.5	1.4	2.97	2.03	1.2	0.4	0.8	5.6	5.0	1.4	5.0	1.0	0.7	1.1	2.0
EL 7620	1.6	1.6	2.7	1.7	1.6	3.56	2.43	1.5	0.4	1.0	6.4	5.6	1.6	5.6	1.2	0.8	1.2	2.1
EL 7650	2.0	2.0	2.8	2.15	1.8	4.45	3.03	1.8	0.5	1.2	8.0	7.0	2.0	7.0	1.5	1.0	1.5	2.6

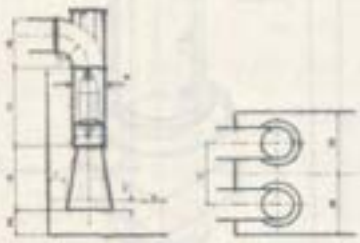


FLYGT

6. Penstock column

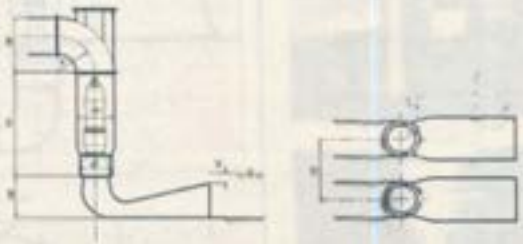
Turbine size	D_1	min h_1	R	H_6	H_5	min C	min h_5	min h_6	B_5	C_5	D_6	F	H_6'	H_5'
EL 7550	0.8	2.2	0.8	1.2	1.83	0.45	0.3	0.44	1.8	1.8	1.0	1.0	1.5	1.04
EL 7570	1.2	2.3	1.2	1.8	2.09	0.6	0.4	0.59	2.4	2.4	1.4	1.4	2.1	1.33
EL 7580	1.2	3.0	–	–	2.82	0.7	0.4	0.68	2.4	2.4	1.4	1.4	2.1	1.62
EL 7600	1.4	3.5	–	–	2.87	0.8	0.4	0.80	2.8	2.8	1.6	1.6	2.4	1.92
EL 7620	1.6	3.6	1.9	2.4	3.06	1.0	0.4	0.96	3.2	3.2	1.8	1.8	2.7	2.31
EL 7650	2.0	3.8	2.0	3.0	4.45	1.2	0.5	1.2	4.0	4.0	2.0	2.0	3.0	2.9

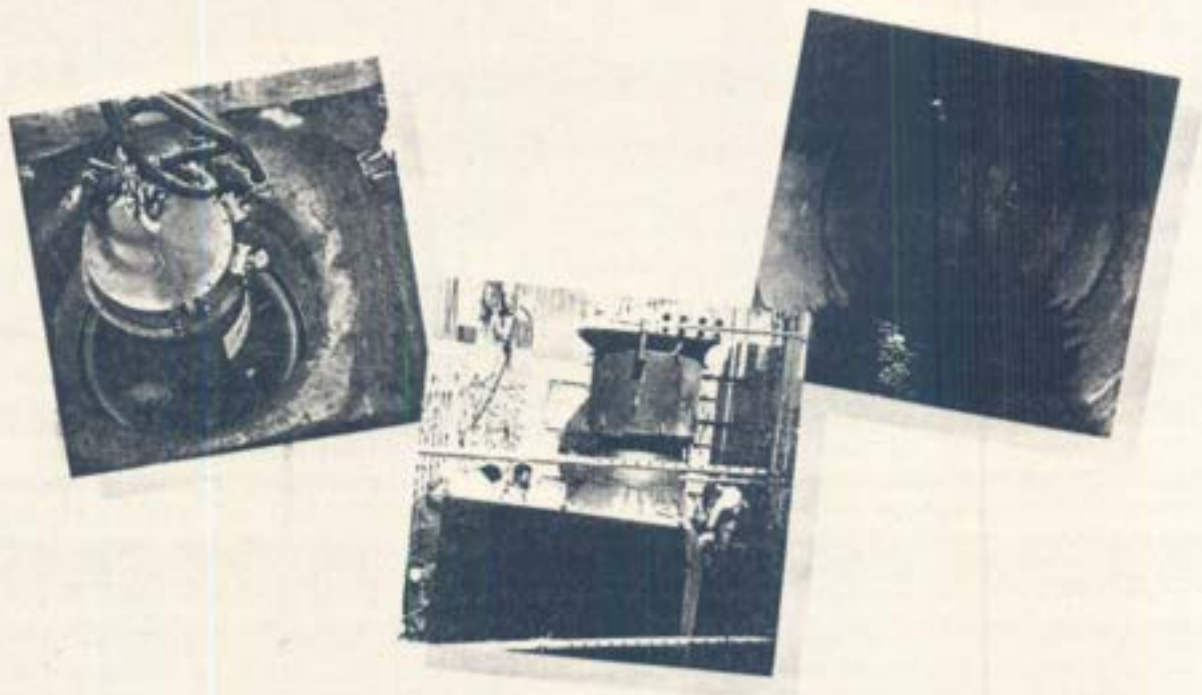
Penstock, standard
e.g.: with straight draft tube



* Always D_6 for EL 7580 and EL 7600

Penstock, enlarged
e.g.: with elbow draft tube





1014

FLYGT OVERSEAS

TELEFAX

FLYGT OVERSEAS
P O Box 1309
S-171 25 SOLNA/SWEDEN
Phone: Int. +46 8 627 69 90
Telex: 43887 Flygtab S
Telefax: +46 8 6276999(Flygt Overseas)
Bank Account: Skandinaviska Enskilda Banken, NO [redacted] 40

TO : Thidsa
ATTN: Rafael Gomez
FROM: J-P Ekelund
PAGE: [redacted] OF
DATE: [redacted] 1992

Ref: quotation for turbine.
Our quotation No. UY-9211

Thi

1 x 7585/905, 66-46-14AA, 155 Kw, 50 Hz, 660 V, 556.200 sek

HPC 1 control panel excl switchgear 77.095 sek
Power cable 2//4G50 mm² P/N 94 20 49
Aux cable 7G2,5 mm² P/N 94 20 54

Delivery time will be aprox, 16-18 weeks after order
Note all prices are valid for delivery in 1993.

PLease find enclosed curves and dim drawings.

Best regards

J-P Ekelo

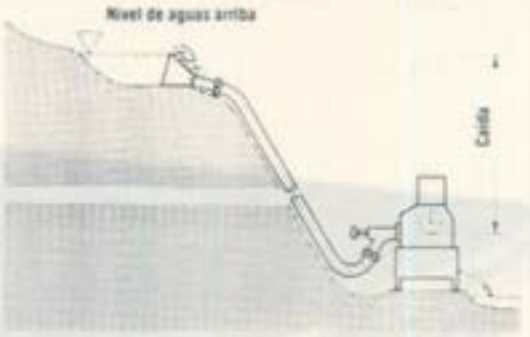
0305/3

PLANTA HIDROELECTRICA EN PEQUEÑA ESCALA

GUGLER

PLANTA HIDROELECTRICA EN PEQUEÑA ESCALA

LPT 05



Esta unidad de turbina de agua, móvil y de bajo costo, ofrece un suministro óptimo de energía para todos aquellos lugares que no estén conectados con las fuentes principales de energía, tales como lo pueden ser fincas situadas en sitios altos en las montañas, cabañas de caza o chozas de montaña, para servicios temporales en fincas etc.

La operación económica es posible incluso con poco cantidad de agua disponible. Sin embargo, la caída debe ser de más de 10 metros.
El agua puede ser recogida sencillamente introduciendo una tolva de toma en el lecho de la corriente. La unidad de toma está conectada con una tubería a través de la cual el agua fluye a la turbina.

Esta planta generadora compacta no requiere de fundación alguna. Puede ser instalada al aire libre. Después de pasar el agua por la turbina, o sale fluyendo libremente o bien se devuelve a la corriente a través de un ducto de tubería. Este equipo no altera la calidad del agua. De manera que también puede ser usado corriente arriba de un suministro de agua potable o de consumo.

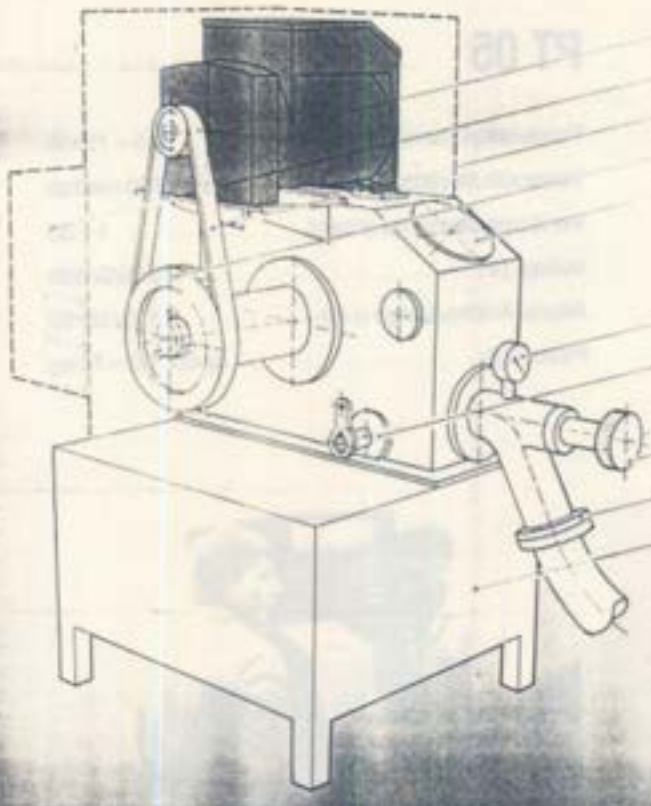
- **Genera electricidad sin afectar el medio ambiente**
- **Fácil de instalar y de utilizar**
- **Requisitos del mantenimiento mínimos – No hay costos operacionales**
- **Bajo precio de adquisición – larga vida útil**

Datos de funcionamiento

Producción de energía eléctrica en kW

Caída neto en metros	Descarga en litros por segundo														
150	0.93	1.87	2.85	3.75	4.65	5.50	6.45	7.50	8.40	9.45	10.35	11.25	12.28	13.23	14.10
140	0.86	1.75	2.66	3.50	4.35	5.20	6.00	7.00	7.85	8.80	9.65	10.25	11.47	12.35	13.10
130	0.80	1.62	2.47	3.25	4.00	4.80	5.60	6.50	7.30	8.20	9.00	9.75	10.65	11.47	12.30
120	0.74	1.50	2.28	3.00	3.70	4.45	5.20	6.00	6.70	7.55	8.30	9.00	9.82	10.58	11.30
110	0.68	1.37	2.09	2.75	3.40	4.00	4.75	5.50	6.15	6.90	7.60	8.25	9.00	9.70	10.36
100	0.62	1.25	1.90	2.50	3.10	3.70	4.30	5.00	5.50	6.30	6.90	7.50	8.20	8.82	9.30
90	0.55	1.12	1.70	2.25	2.80	3.30	3.87	4.50	5.00	5.65	6.20	6.75	7.35	7.80	8.37
80	0.50	1.00	1.50	2.00	2.48	2.96	3.40	4.00	4.50	5.00	5.50	6.00	6.45	6.95	7.44
70		0.87	1.33	1.75	2.17	2.60	3.00	3.50	3.90	4.40	4.85	5.20	5.64	6.08	6.51
60		0.75	1.14	1.50	1.85	2.20	2.58	3.00	3.35	3.87	4.10	4.46	4.84	5.20	5.58
50		0.62	0.95	1.25	1.55	1.85	2.15	2.50	2.80	3.10	3.41	3.72	4.03	4.34	4.65
40		0.50	0.75	1.00	1.25	1.48	1.72	2.00	2.23	2.48	2.73	2.98	3.22	3.47	3.72
30			0.55	0.73	0.95	1.10	1.30	1.50	1.68	1.86	2.05	2.23	2.42	2.60	2.80
20				0.50	0.65	0.75	0.87	1.00	1.12	1.24	1.36	1.49	1.61	1.74	1.86
15					0.50	0.56	0.65	0.75	0.84	0.93	1.02	1.11	1.20	1.30	1.40
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

La producción citada arriba es con un cachimbo (tobera).
Al utilizar dos cachimbos se doble la cantidad de agua, lo que da por resultado una doble producción de energía.



Un segundo cachimbo es fácil de instalar.

Datos tecnicos

La turbina Pelton es accionada según el volumen de entrada de un chorro de agua que emerge desde un cachimbo controlable y algunas veces por un segundo chorro de agua proveniente de un cachimbo no controlable. La turbina acciona al generador de regulación propia por medio de un accionamiento sincrónico de correa.

El tamaño del generador y la tasa de la transmisión se determinan según las necesidades del usuario. La planta generadora puede adaptarse fácilmente a cualquier nueva circunstancia que se presente en el futuro.

La electricidad generada puede tomarse directamente de las tomas de corriente en la caja de control y distribución anexa. La caja de control también puede colocarse por separado. En este último caso, únicamente se necesita un solo cable de conexión.

Las siguientes opciones de control están disponibles con el fin de mantener constantes las frecuencias principales, a pesar de la producción de energía variable:

- Controlador electrónico de carga
- Controlador electrónico del deflector del chorro de agua
- Regulación electrónica del cachimbo

La turbina se desconecta al cerrar los cachimbos.

Todos los componentes están hechos de materiales resistentes al desgaste y anticorrosivos.

Datos tecnicos

PT 05

Producción variables desde	0.5 – 15 kW
Variación de caida	10 – 150 metros
Variación descarga (l/seg)	1 – 30
Voltaje (V)	110/220/380
Altura/Ancho/Largo (cm)	110/56/60
Peso (kg)	aprox. 50 – 70 kg

Rodete tipo Pelton

Fácil de instalar – fácil de transportar

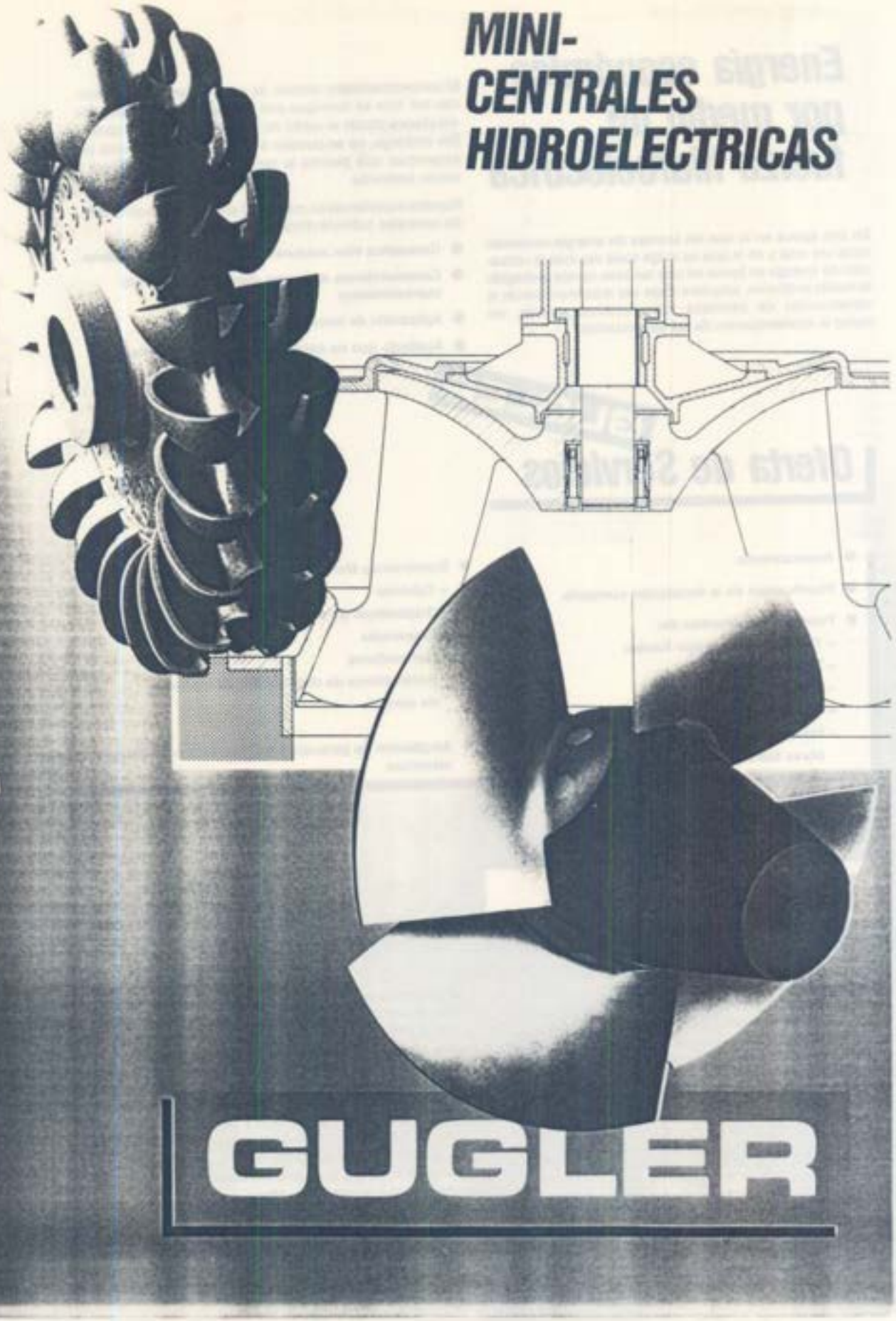
Hemos estado construyendo turbinas de agua por 60 años y hemos cubierto todos los diseños hasta llegar a 2000 kW.
Estamos gustosamente a sus órdenes en lo que a sus necesidades de turbinas se refiere.

GUGLER

Dirección: A-4085 Niederranna 41 – Austria
Teléfono: 72 85/514
Telex 75 31 09 82 gugi a · Telefax 72 85/62 42

Nos reservamos el derecho de efectuar cambios de índole técnica
Grafische Gestaltung Natschläger · Druck Voggenhuber, Efarding

MINI-
CENTRALES
HIDROELECTRICAS



GUGLER

Energía económica por medio de fuerza hidroeléctrica

En una época en la que las fuentes de energía escasean cada vez más y en la que se exige cada vez más la utilización de energía en forma tal que también quede protegido el medio ambiente, adquiere cada vez más importancia la construcción de centrales hidroeléctricas nuevas, así como la modernización de las ya existentes.

El aprovechamiento racional de minicentrales hidroeléctricas tan solo se consigue con instalaciones óptimamente adaptadas desde el punto de vista hidráulico y mecánico. Sin embargo, no se pueden dejar de tomar en cuenta las exigencias que plantea la protección de la naturaleza y medio ambiente.

Nuestra experiencia de más de 60 años en la construcción de centrales hidroeléctricas le ofrece:

- **Conceptos bien madurados, sencillos y económicos**
- **Construcciónes de buena disposicion y de fácil mantenimiento**
- **Aplicación de tecnologia moderna**
- **Acabado que no deteriora el medio ambiente**

GUGLER

Oferta de Servicios

- Aseoramiento
- Planificacion de la Instalación completa
- Fabricación y Montaje de:
  - Turbinas bulbo o tipo Kaplan
  - Turbinas Francis
  - Turbinas Pelton
  - Reguladores
  - Equipos para construcciónes metálicas para obras hidráulicas Máquinas limpiarrejas
- Suministro y Montaje de
  - Tuberias
  - Dispositivos de cierre
  - Engranajes
  - Generadores
  - Instalaciónes de distribución, de mando y de control
- Ampliación de potencia y modernización de plantas eléctricas

Tecnica

El área de aplicación de cada tipo de turbina depende de la relación recíproca entre el volúmen de agua y la altura de la caída. La altura de caída efectiva es la diferencia de altura existente entre el nivel de agua del depósito de acumulación de la presa y el nivel de agua inferior. En la selección de una turbina óptima hay que tomar en cuenta factores tales como sitio disponible, costos, rendimiento, número de revoluciones y calidad del agua. En consecuencia, las áreas de aplicación de los tipos de turbina representados en el gráfico [illegible] son aproximadas.

Según los sistemas de suministro de energía ya existentes, la producción de corriente se efectúa por medio de generadores sincrónicos o bien asincrónicos.

Los generadores sincrónicos permiten un suministro de corriente completamente independiente (funcionamiento tipo isla), mientras que los generadores asincrónicos solamente pueden conducir la energía eléctrica a redes ya existentes (funcionamiento paralelo). Su manejo se realiza desde un tablero de mando central. En este tablero están el mando automático de las turbinas y de los generadores, así como los aparatos de protección y de mantenimiento del generador. La distribución de la energía eléctrica producida, para aprovechamiento propio y para alimetación de la red se realiza por cable o linea aéra por medio de un equipo de mando de dimensiones adecuadas.

Area de Aplicación

GRAFICO I

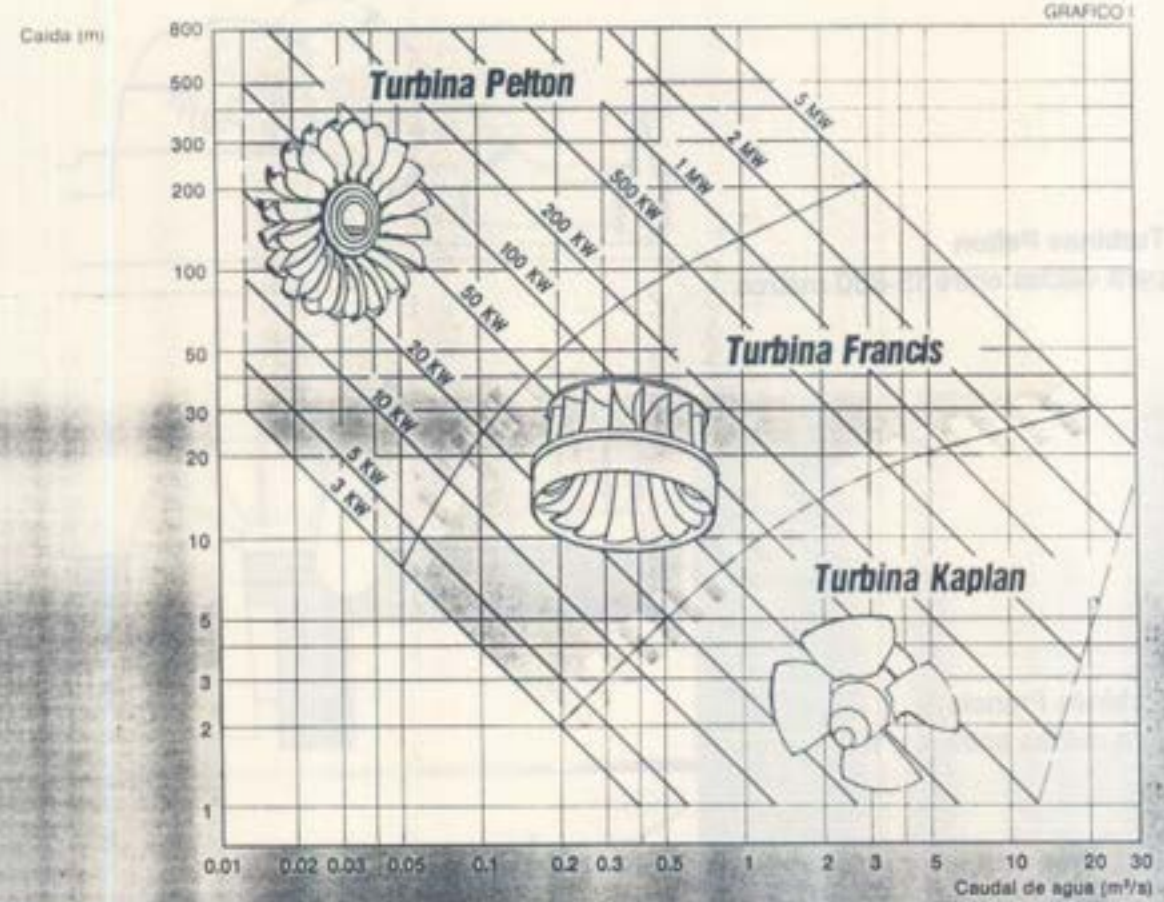
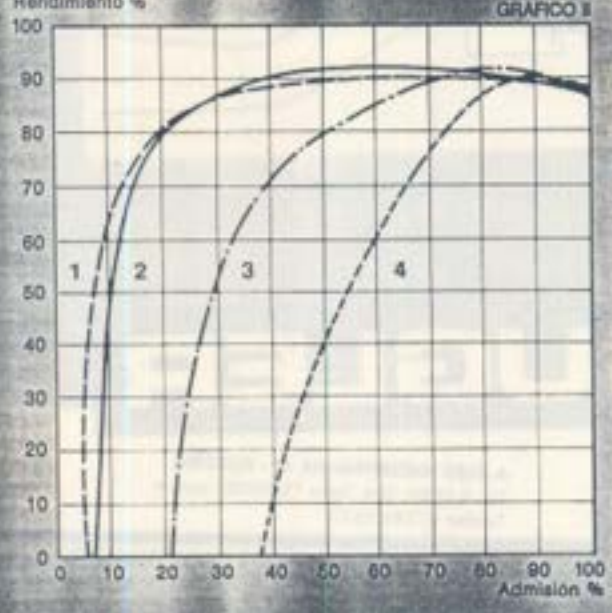


GRAFICO II



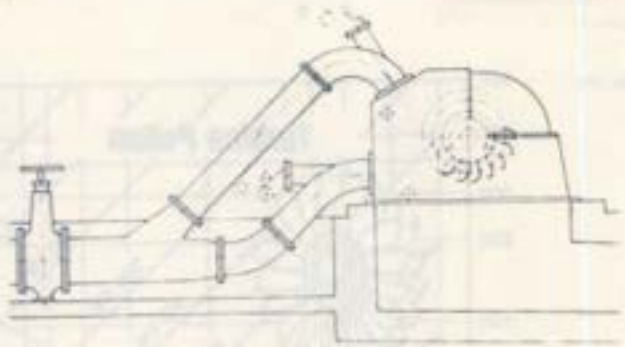
Cuervas de rendimiento de los diversos tipos de rodetes

1 PELTON $n_s = 20$
2 KAPLAN $n_s = 700$
3 FRANCIS $n_s = 400$
4 HELICE

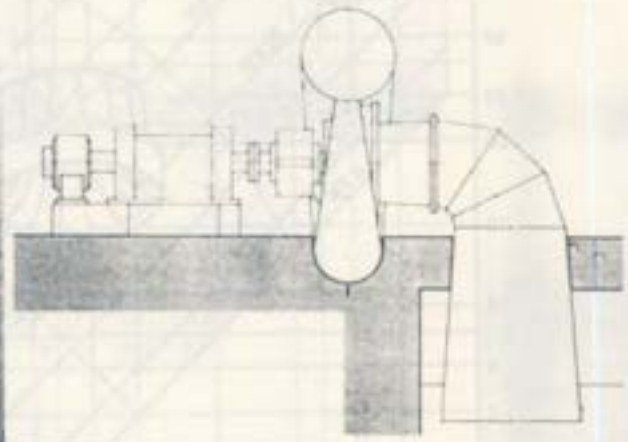
Fórmula para la determinación aproxiamada de la potencia eléctrica producida

$$P_{(kW)} = 7{,}85 \cdot Q_{(m/s)} \cdot H_{(m)}$$

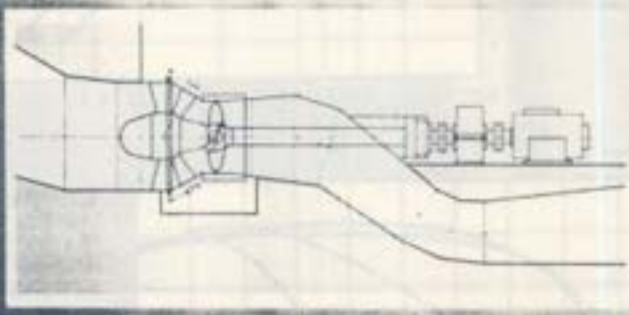
Tipos de turbinas



Turbinas Pelton
para caídas entre 15-600 metros



Turbinas Francis
para caídas entre 4 y 100 metros



Turbinas Kaplan
para caídas entre 1 y 30 metro

Fabricamos **desde hace más de 60 años turbinas hidráulicas de todo tipo hasta potencias de 2000 kW y estamos a sus gratas órdenes en cualquier momento que Ud. nos necesite.**

GUGLER

A-4085 NIEDERRANNA 41 - AUSTRIA
Tel. 07265/514. Telex 75310982 gugl a
Telefax 07265/6242

Lughschs Gestaltung: Natschläger
Druck: Traun Druck Lughofer Ges. m. b. H. & Co. KG

GUGLER

DATOS SOBRE EL CLIENTE

Empresa: _____
Persona a contactar: _____
Direccion: _____
Telefono : _____
Telex : _____
Proyecto : _____

Espacio para dibujo:

Les rogamos rellenar cuestionario :

Los datos en el espacio marcado seran rellenados por nosotros.

Datos tecnicos: H =
H =
Q =
Q =

Alcance de suministro: Tipo de turbina

Engranaje

Generador

Regulador

Valvula de cierre

Tuberia de presion

Maquina limpiarrejas

y

A-4085 NIEDERRANNA 41, Tel. 0 72 85 / 514, Fax 0 72 85 / 62 42

CUESTIONARIO - Turbinas hidraulicas

1.Caida neto normal:_____m

2.Caida bruto normal:_____m

3.Tipo de turbina:_____

4.Caudal: dias/ano cota respectiva
aguas arriba aguas abajo

maximal_____m3/s, ca._____ _____m _____m
normal _____m3/s, ca._____ _____m _____m
minimal_____m3/s, ca._____ _____m _____m

5.La turbina debe ser disenada para un/a determinado/a caudal * / potencia * ?

_____m3/s,_____kW en el eje de turbina * / panel de control *

6.El caudal debe ser distribuido a cuantas turbinas?____

7.Como entra el agua?
a) a traves de un canal abierto:largo_____m.seccion_____m2
b) a traves de una tuberia:largo_____m.diametro_____mm
(favor adjuntar dibujo sobre situacion,si es posible)

8.Que debe ser accionado?
a)generador sincronico (voltaje_____V.ciclo_____Hz
b)generador asincronico potencia del generador kW)

9)Calidad del agua(arena,quimicos)_____,temp.max.___C

10) Control de velocidad? Si___,No___(necesario en caso de operacion aislada)

11)Control de nivel de agua? Si___:No___(posible en operacion paralela con una red mas grande)

12)Tipo del regulador? electrohidraulico ___
mecanico-hidraulico ____

13)Aumento maximo admisible de presion en la tuberia de presion en la entrada a la turbina:_____bar

14) Incremento maximo admisible en caso de parada con plena carga _____%

15) Ubicacion encima nivel del mar_____m.

16) Alcance de suministro: Turbina *,Engranaje *,Regulador *
Generador *,Valvula de cierre *

Adicionalmente:_____

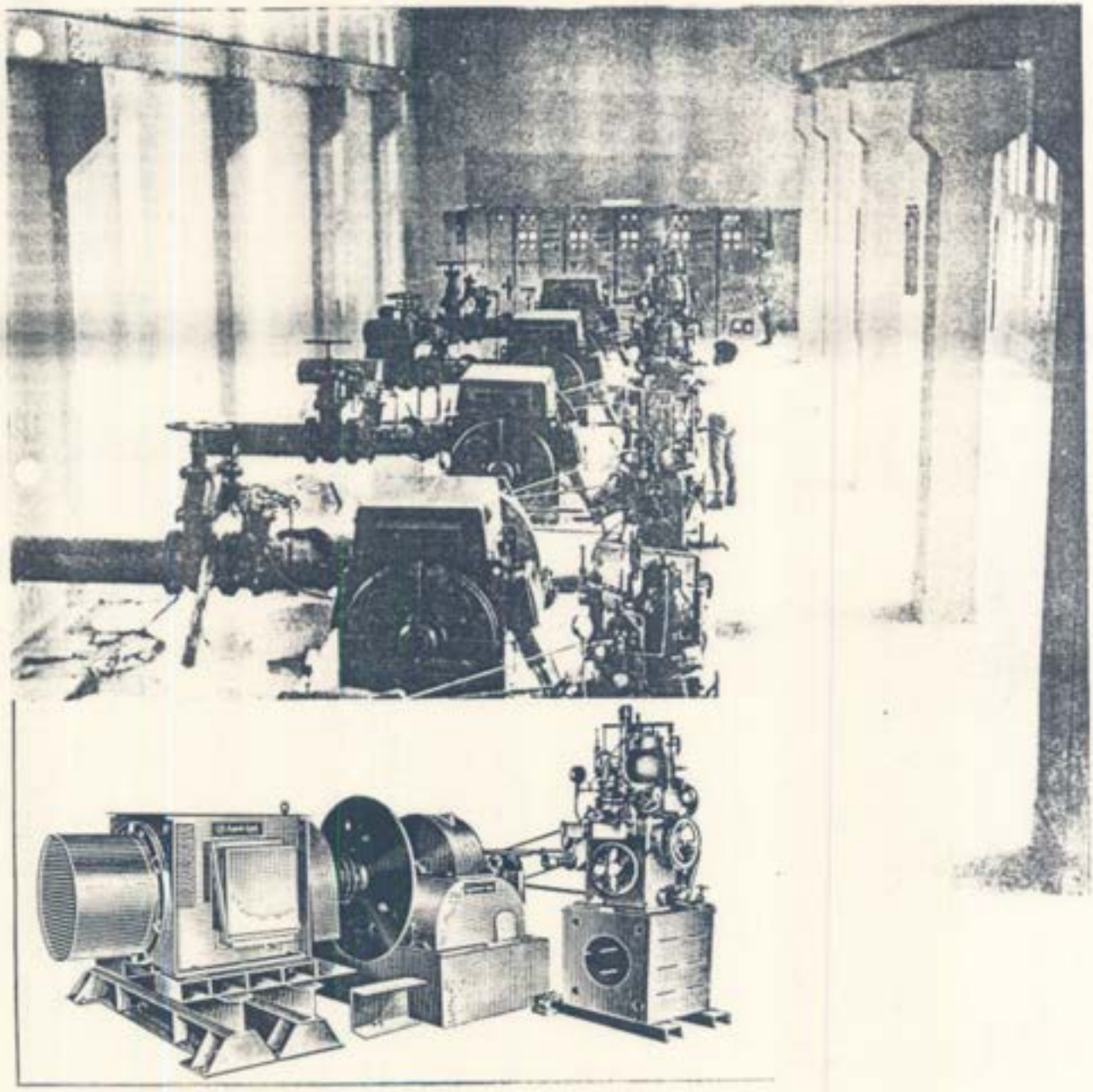
17) Tiempo de entrega requerido:

*) Favor borrar en caso de no corresponder

Jyoti Ltd.

'Jyoti' Mini/Micro Hydel Sets – Major Installations

Over 250
hydel sets
at more than
120 power stations
generating about
60000 KW electric power



'JYOTI' HYDEL SETS

MAJOR OVERSEAS INSTALLATIONS

Sr. No.	Name of the Customer	Name of Hydro Station	Type of Turbine	Capacity in KW	Designed Head in MTS	Speed RPM	No. of Units	Year of Supply	Remarks
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Govt. of Bhutan	Gidakom	Propeller	10	6.00	1000	3	1970	
2	Papua, New Guinea	Goroka	Francis	200	61.00	1000	1	1970	
3	Govt. of Bhutan	Wandi-phodring	Turgo	100	76.00	750	3	1971	
4	Govt. of Bhutan	Samdrap	Turgo	250	162.00	1000	3	1971	
5.	Govt. of Bhutan	Tashingong	Turgo	250	171.00	1000	3	1971	
6	Govt. of Afganistan	Chardeh-ghorbond	Turgo	100	100.00	1000	3	1972	
7.	Govt. of Bhutan	Phuntsoling	Turgo	100	71.00	750	2	1972	
8	Govt. of Bhutan	Gidakom	Turgo	250	143.00	1000	5	1972	
9	Govt. of Bhutan	Monger	Pelton	130	177.80	750	3	1973	
10	Govt. of Afganistan	Khulm	Francis	100	42.00	1000	3	1977	
11	Govt. of Afganistan	Faizabad	Turgo	100	54.00	750	3	1977	
12	Govt. of Afganistan	Chardeh-ghorbond	Turgo	100	100.00	1000	1	1978	
13	Govt. of Nepal	Phidim	Francis	130	23.00	1000	2	1979	
14	Govt. of Nepal	Jumla	Turgo	100	66.00	750	2	1979	
15	Govt. of Nepal	Baglung	Francis	200	56.00	1000	1	1979	
16	Govt. of Nepal	Jomson	Pelton	130	132.00	750	2	1980	
17	Govt. of Malaysia	Gebul	Pelton	130	140.00	750	1	1980	
18	Govt. of Afganistan	Bhamian	Francis	250	27.00	1000	3	1981	
19	Sabah Electricity Board, Malaysia	Kundasang P.H.1	Turgo	100	72.00	750	1	1982	Executed on turnkey basis.
20	Sabah Electricity Board, Malaysia	Kundasang P.H.2	Turgo	100	96.00	1000	1	1982	— do —
21	Sabah Electricity Board, Malaysia	Kundasang P.H.3	Turgo	100	150.00	1000	1	1982	— do —
22	National Electricity Board, Malaysia	Asap	Pelton	130	163.00	750	1	1983	
23	Sabah Electricity Board, Malaysia	Malangkap	Turgo	500	127.80	600	1	—	Under execution
24	Ghana	Ghana	Tubular	90	6.00	1000	1	—	Under execution
25	International Labour Organi-	Tribhuvan University.	Turgo	15	35.00	1000	1	—	— do —

'JYOTI' HYDEL SETS

INSTALLATIONS IN INDIA

Sr. No.	Name of the Customer	Name of Hydro Station	Type of Turbine	Capacity in KW	Designed Head in MTS	Speed RPM	No. of Units	Year of Supply	Remarks
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Public Works Dept, Himachal Pradesh	Lahul and Spiti	Francis	50	23.00	1000	4	1963	
2	Uttar Pradesh State Electricity Board	Champawat	Pelton	100	132.60	750	2	1964	
3	Assam State Electricity Board	Barapani	Turgo	25	61.00	1000	2	1964	
4	Uttar Pradesh State Electricity Board	Genthi Chera	Pelton	100	266.00	1000	2	1965	
5	Uttar Pradesh State Electricity Board	Uttarkashi	Turgo	250	90.00	1000	2	1965	
6	Uttar Pradesh State Electricity Board	Chamoli	Turgo	250	108.50	1000	2	1965	
7	Uttar Pradesh State Electricity Board	Rudra-prayag	Turgo	100	61.00	750	2	1965	
8	Uttar Pradesh State Electricity Board	Garur	Francis	50	44.25	1000	1	1965	
9	Uttar Pradesh State Electricity Board	Guptakashi	Pelton	100	221.00	1000	2	1965	
10	Uttar Pradesh State Electricity Board	Yamuna Hydel Scheme	Francis	25	15.00	1000	1	1965	
11	Uttar Pradesh State Electricity Board	Yamuna Hydel Scheme	Turgo	25	61.00	1000	1	1965	
12	Uttar Pradesh State Electricity Board	Pandu-keshwar	Turgo	250	99.00	1000	2	1965	
13	Government of Himachal Pradesh	Pangi	Francis	50	49.00	1000	2	1965	
14	Public Works Dept, Himachal Pradesh	Ruktikhad	Francis	50	37.00	1000	2	1966	
15	West Bengal State Electricity Board	Bijanbari	Pelton	1000	228.50	600	2	1966	
16	Darjeeling Tea Estate	Phoobseering	Pelton	50	256.00	1000	1	1966	
17	Namring Tea Estate	Namring	Pelton	100	131.00	750	1	1966	

Sr. No.	Name of the Customer	Name of Hydro Station	Type of Turbine	Capacity in KW	Designed Head in MTS	Speed RPM	No. of Units	Year of Supply	Remarks
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
18	Nagrifarm Tea Estate	Nagrifarm	Pelton	50	219.00	1800	1	1966	
19	Uttar Pradesh State Electricity Board	Kedarnath	Pelton	100	114.00	750	2	1966	
20	Uttar Pradesh State Electricity Board	Dharasu	Francis	5	12.00	1000	2	1966	
21	Uttar Pradesh State Electricity Board	Bageshwar	Francis	50	44.25	1000	2	1966	
22	Public Works Dept, Gangtok	Gangtok	Pelton	100	152.50	750	1	1966	
23	Directorate General of Supplies & Disposals	Mebhar-khud	Francis	100	49.00	1000	2	1966	
24	Gujarat Electricity Board	Motichar	Propeller	250	14.00	700	1	1966	
25	Government of Jammu & Kashmir	Kharding	Pelton	100	114.00	750	3	1966	
26	Public Works Dept, Sikkim	Rongli	Francis	50	30.50	1000	2	1967	
27	Public Works Dept, Sikkim	Rangpo	Francis	100	30.50	1000	1	1967	
28	Public Works Dept, Sikkim	Manul	Francis	100	30.50	1000	1	1967	
29	Govt. of Andhra Pradesh	Pochampad	Francis	50	9.00	1000	1	1968	
30	Himachal Pradesh State Electricity Board	Lahul & Spiti	Francis	100	23.00	1000	3	1968	
31	Himachal Pradesh State Electricity Board	Nogli	Francis	500	72.00	1000	2	1968	
32	Commander Engineers (for Army)	Ballipara	Francis	5	9.00	1000	2	1968	
33	Thurbo Tea Estate	Thurbo Tea Garden	Pelton	100	165.00	750	1	1968	
34	Uttar Pradesh State Electricity Board	Bhatwari	Pelton	25	107.00	1500	2	1969	
35	Uttar Pradesh State Electricity Board	Deoprayag	Turgo	50	67.00	1500	2	1969	
36	Public Works Dept, Gangtok	Jorthang	Turgo	100	77.70	1000	2	1969	
37	Development Commissioner	Ladakh	Francis	25	15.00	1000	1	1969	
38	Himachal Pradesh State Electricity Board	Gharola	Turgo	50	91.00	1500	1	1969	
39	Development Commissioner	Ladakh	Francis	10	15.00	1000	1	1969	
40.	Uttar Pradesh State Electricity Board	Koti	Francis	100	40.00	1000	2	1970	
41	Uttar Pradesh State Electricity Board	Dharchula	Pelton	100	274.00	1500	2	1970	
42	Public Works Dept. Sikkim	Rimbi	Francis	100	36.60	1000	2	1970	
43	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Kalaktang	Francis	10	12.80	1000	2	1970	
44	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Pasighat	Francis	100	53.40	1000	2	1970	
45	Public Works Dept, Manipur	Imphal	Turgo	100	75.00	1000	3	1970	
46	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Tewang	Francis	5	12.00	1000	1	1970	
47	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Rahung	Turgo	250	131.00	1000	3	1972	
48	Govt. of Assam	Ballipara	Turgo	100	91.00	1000	2	1973	

Sr. No.	Name of the Customer	Name of Hydro Station	Type of Turbine	Capacity in KW	Designed Head in MTS	Speed RPM	No. of Units	Year of Supply	Remarks
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
49	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Along	Francis	100	32.00	1000	4	1973	
50	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Tuting	Francis	50	53.30	1000	3	1973	
51	Govt. of Nagaland	Dzuza	Turgo	500	192.00	1000	3	1973	
52	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Daparijo	Francis	250	58.50	1000	3	1974	
53	West Bengal State Electricity Board	Rinchington	Pelton	1000	305.00	600	2	1975	
54	Uttar Pradesh State Electricity Board	Chibro	Turbo	200	100.00	1000	2	1975	
55	Jayanti Tea Estate	Jayanti	Turgo	100	73.00	750	1	1976	
56	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Tezu	Francis	250	85.00	1500	4	1976	
57	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Mai-Phase-I	Turgo	500	191.00	1000	4	1977	
58	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Tawang	Turgo	500	208.50	1000	3	1978	
59	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Dirang	Turgo	500	124.50	600	3	1978	
60	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Ziro	Turgo	500	191.00	1000	3	1978	
61	Government of Sikkim	Rimbi	Francis	200	36.60	1500	2	1979	
62	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Mechuka	Francis	100	45.00	1000	1	1979	
63	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Daparijo	Pelton	100	260.00	1500	3	1979	
64	Govt. of Nagaland	Dikhu	Francis	250	22.80	1000	1	1979	
65	West Bengal State Electricity Board	Fazi	Pelton	400	320.00	1000	1	1979	
66	Putharjhora Tea Estate	Putharjhora	Turgo	100	94.00	1000	1	1980	
67	Uttar Pradesh State Electricity Board	Pandukeshwar	Turgo	250	113.00	1000	1	1980	
68	Assam State Electricity Board	Bordikharu	Turgo	500	180.00	1000	3	1980	
69	Singbuli Tea Estate	Singbuli	Turgo	100	82.00	1000	2	1981	
70	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Seppa	Turgo	100	110.00	1000	2	1981	
71	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Sessanallah	Turgo	500	191.00	1000	3	1981	
72	Thurbo Tea Estate	Thurbo	Pelton	50	176.00	1000	1	1982	
73	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Yambung	Francis	500	48.00	600	2	1982	
74	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Mai-Phase-II	Francis	500	63.00	1000	2	1982	
75	Govt. of Madhya Pradesh	Halali	Tubular	40	4.50	720	3	1982	
76	Govt. of Manipur	Nungshang-khong	Turgo	500	135.00	600	3	1984	
77	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Ampani	Turgo	100	70.00	750	2	1983	

Sr. No.	Name of the Customer	Name of Hydro Station	Type of Turbine	Capacity in KW	Designed Head in MTS	Speed RPM	No. of Units	Year of Supply	Remarks
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
78	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Tafragam	Turgo	250	100.00	1000	2	1983	
79	Gokak Mills	Belgaon	Francis	1000	54.62	600	1	1983	
80	Govt. of Mizoram	Serlui	Turgo	500	142.00	600	1	1983	
81	Govt. of Mizoram	Serlui	Turgo	250	142.00	1000	2	1983	
82	Gujarat Electricity Board	Ukai	Propeller	3200	18.30	375	1	1983	
83	Tata Tea Ltd.	Vagavurrai	Turgo	250	128.00	1000	2	1983	
84	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Yinkiong	Turgo	50	53.00	750	3	1984	
85	Gujarat Electricity Board	Ukai	Propeller	3200	18.30	375	1	1984	
86	Govt. of Assam	Bordikharu	Turgo	500	180.00	1000	1	1984	
87	Uttar Pradesh State Electricity Board	Suringad	Turgo	400	147.00	1000	2	1984	
88	Uttar Pradesh State Electricity Board	Tapovan	Pelton	400	274.00	1000	2	1984	
89	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Abapani	Turgo	100	110.00	1000	2	1984	
90	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Anini	Turgo	50	48.00	750	2	1984	
91	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Charju	Turgo	200	58.00	1000	2	1984	
92	Himachal Pradesh Electricity Board	Rongtong	Francis	500	78.00	1000	4	1984	Under execution
93	Commanding Officer Army, Sikkim	Tamze	Turgo	15	47.00	1000	1	1984	Under execution
94	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Sessari	Tubular	250	20.00	1000	2	1985	Under execution
95	Rajasthan State Electricity Board	Anoopgarh Power House-II	Tubular	1500	8.00	750	3	1985	Under execution
96	State Electricity Board Andhra Pradesh	Kakatiya Canal-I	Tubular	220	2.75	1000	3	1985	Under execution
97	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Ego Ichi	Turgo	100	78.00	750	4	1985	Under execution
98	Uttar Pradesh State Electricity Board	Chamoli Extension	Turgo	200	106.00	1000	1	1985	Under execution
99	Uttar Pradesh State Electricity Board	Gangori Extension	Turgo	200	91.83	1000	1	1985	Under execution
100	Uttar Pradesh State Electricity Board	Sitapur-chatti	Pelton	200	182.93	1000	1	1985	Under execution
101	Uttar Pradesh State Electricity Board	Tharali	Turgo	400	79.70	600	1	1986	Under execution
102	Central Public Works Dept, Arunachal Pradesh	Daparijo Extension	Pelton	100	265.00	1500	1	1986	Under execution
103	Rajasthan State Electricity Board	Pugal-I	Tubular	1500	9.73	750	1	—	Under execution
104	Rajasthan State Electricity Board	Pugal-II	Tubular	650	5.48	750	1	—	Under execution

— — — —

Jyoti Ltd. VADODARA (INDIA)

Shaping technologies for a better life — your life.

FOR FURTHER ENQUIRIES PLEASE CONTACT	HEAD OFFICE	SHOWROOM	ZONAL OFFICES	BRANCHES	OVERSEAS	ZONAL SERVICE CENTRES
Hydel Division — Jyoti Ltd. Industrial Area, P.O. Chemical Industries, Vadodara 390 003	Industrial Area, P.O. Chemical Industries, Vadodara 390 003 Phones : 82851-2-3-4-5, 82706-7 & 82945-6-7 Grams : JYOTIPUMPS Telex : 0175-214 ABC : JOTI-IN	'Sterling Centre', Dr. Annie Besant Road, Worli, Bombay 400 018 Phones : 4927045-6, 4927057 Grams : JYOTIPUMPS Telex : 011-73750 ABC : JOTI-IN	Bombay, Calcutta, Madras, New Delhi	Bangalore, Bhopal, Bombay, Calcutta, Gauhati, Jaipur, Jamshedpur, Lucknow, Madras, New Delhi, Patna, Secunderabad, Vadodara	623, Aljunied Road, 07-01, Aljunied Industrial Complex, Singapore 1438 Phones : 7485513 & 7475019 Telex : RS 20176 ABC : CASECC	Calcutta, Madras, New Delhi, Vadodara

In keeping with the technological strides the world is making in the engineering field, we introduce improvements in the design of our products. Hence, the products as actually supplied might have features varying herefrom.

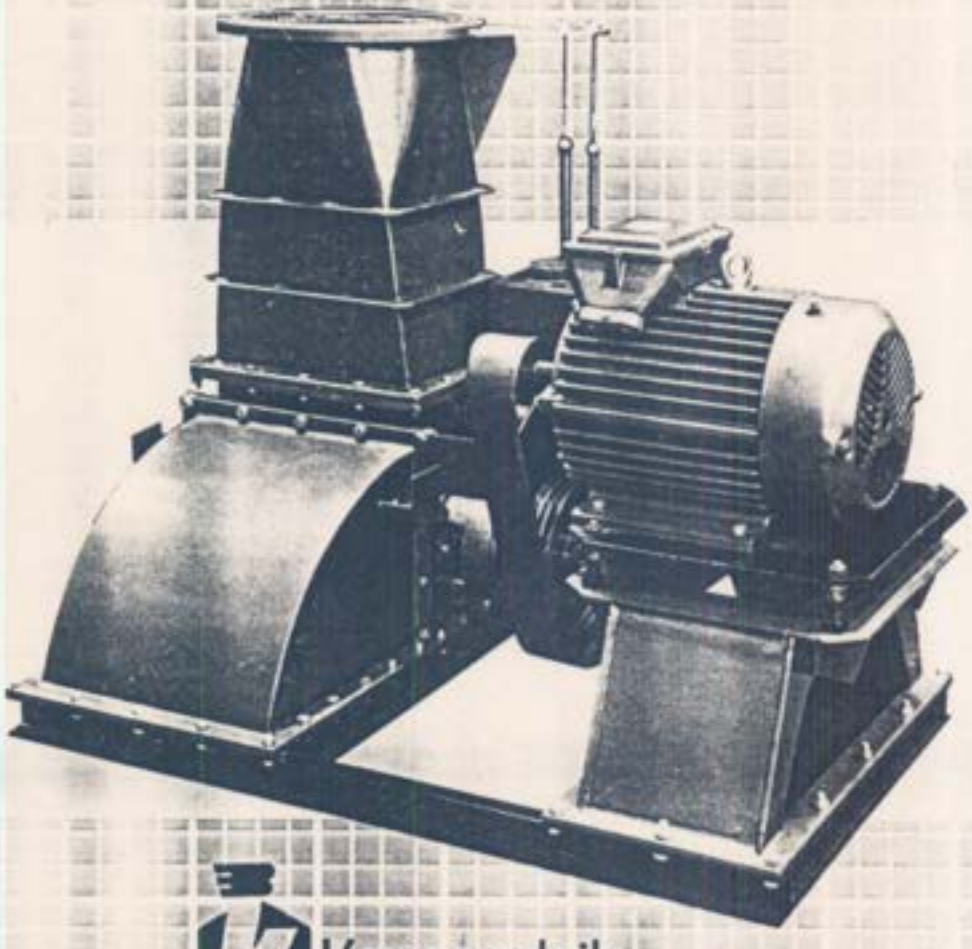
The word 'Jyoti' and 'Jyoti' logo are the registered trade marks of Jyoti Ltd., Vadodara 390 003.

Bulletin No. E-103 R

111 A

Small water turbines

hydroelectric units
for small water power stations



Kovopodnik

Small water turbines

hydroelectric units

for small water power stations

Small water turbines and aggregates with these turbines enable to take advantage of small water energy sources exploitation and its transformation into electric power.
They are appropriate for the widest use because of their simple installation and modest running conditions in contemporary, new or reconstructed small water power plants.

The main components of the unit are: water turbine, generator, common foundations frame, torque transmission, control and emergency devices.
The unit can be operated by hand or automatically.

Manufacturer's Introduction

"Kovopodnik Města Brna" - "The metal-enterprise of Brno City", traditional producer of heating technique and other consumer goods of engineering type, has incorporated in its production programme small water turbines and complete hydroelectric units equipped with these turbines, which make use of small water currents to transform the energy into electric power.

At present, the types being produced are able to be utilized the localities with head from 2 to 40 m. (7 to 130 ft) and flow from 10 to 500 litres per second (2,2 to 110 gal.) with the corresponding outputs from 0,3 to about 40 kW.
The technical standard of these turbines and whole units including their further development is assured in cooperation with ČKD Blansko, the famous manufacturer of large water turbines.

Turbine Principles of the design

The main part of the set is a hydraulic machine, it means small water turbine, which enables to utilize the water energy of an available water source. For the exploitation of small water sources the through flow banki-type turbine with an enlarged injection angle has been chosen for its simple design.

The advantages of these turbines consist in the suitable efficiency over wide range of flow, (especially with the types where the entrance is divided by flap valves), further cavitation resistance, simple and economical design and easy maintenance.

The development of this design is a result of the collaboration of ČVUT Praha (Technical University Prague) ČKD Blansko and Kovopodnik Města Brna.

The outstanding feature of the through-flow banki type turbines is an oblong shaped water flow through the blading of the runner - twice across the rotor (fig. 1).

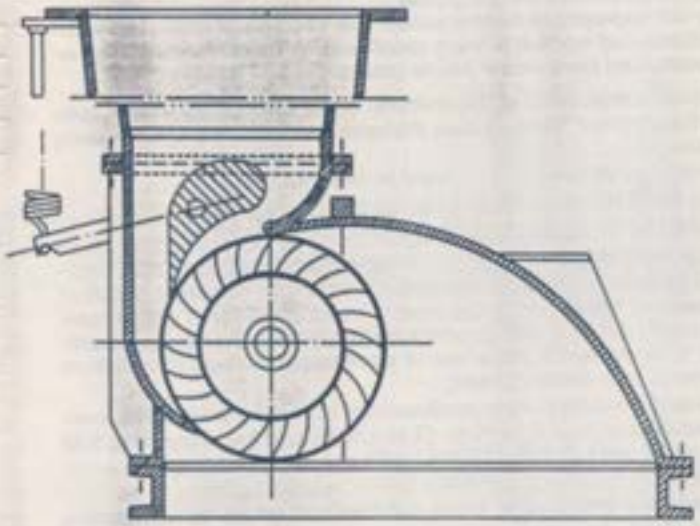


Fig. 1
Through-flow turbine: cross-section

The turbine has two velocity stages with the runner partly injected continuosly. This solution has an advantage during the operation. The firm particles contained in running water that are lodged between the blades are after half a revolution of the rotor (washed away) that prevents the stoppage (of the runner passages).

The turbine revolutions depend on head and turbine type and its range oscillate between 200 and 1500 R.P.M., that represents a low-speed type. The run-away speed reaches a 1,9 multiple of the nominal speed.

The flow control is achieved at the entrance by a hydraulically shaped and balanced flap valve, which directs the water flow with a smooth entry to the runner blading at different openings.

The flap valve serves as an operating closing device and is connected by means of levers to the hand or automatic flow control.

Some types have independent operated flap valves, which are divided into two parts in a ratio of 1/3 and 2/3 or of 1/2 and 1/2 of the entrance width. Those types are suitable especially for rational exploitation of sites with a largely variable flow.

Efficiency

In the diagram (Fig. 2) an efficiency curve in dependence on the opening of the regulating flap valve a_0 (on the flow Q) is shown, tested with the type B 30/20 U –one of the B 30 series– regulated by a one-piece flap valve. Lower values of max efficiency are evident from this curve, for example, in comparison with Francis turbine, but a favourable efficiency course is achieved by a wide range of flow and a resultant wide range of regulating possibilities of the turbine as well, which is more expressed in the divided flap valve construction.

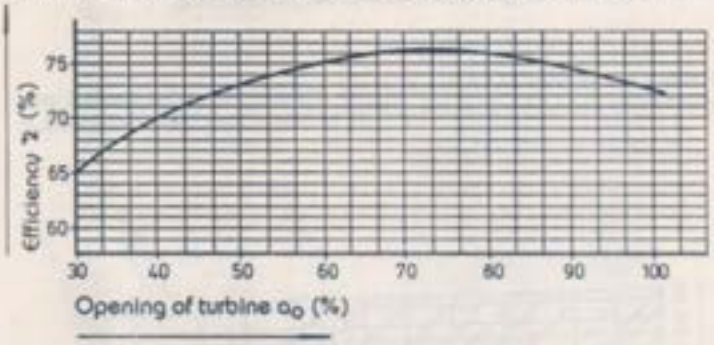


Fig. 2
Efficiency curve in dependence on the opening of the regulating flap valve a_0
Measured in the turbine type B 30/20 regulation by one-piece flap valve
H = Constant
n_{11} = 42 RPM

Turbine design

The turbine has been designed as a combination of grey-iron casting steel and stainless steel weldings.
The main components are: runner, runner housing and regulating device.
The runner with its typical cylindrical shape is formed by straight linear curved blades welded on both sides to the circular discs, connected firmly to a passing shaft.
At present the manufactured types have 24 blades.
In addition to this, the blades of the larger rotors are supported by an auxiliary disc.
With respect to the cavitation resistance, the blades are made of mild steel. For harder running conditions, it is possible to deliver stainless steel blading. The shaft is sealed with soft packing.

The runner rotates in two rolling contact bearings, mounted into cast bearing houses, which are screwed to the welded turbine housing from both sides. The simple felt sealing ring secures the lubricating grease from escaping. The maintenance is reduced only to reprovide with lubricant. The design enables simple dismounting of the rotor,

without other parts being touched. The turbine housing is of a welded design with the cast flap valve situated in its upper part. The present vertical lay-out of the turbine, having the inlet flange on top of the turbine housing makes possible to connect the pressure pipe from above or by using a band from horizontal direction.

The horizontal design itself is just under preparation.

Types of turbines

Having taken into consideration the experience in the market and production economy, a series of B 30 turbines have been designed, it

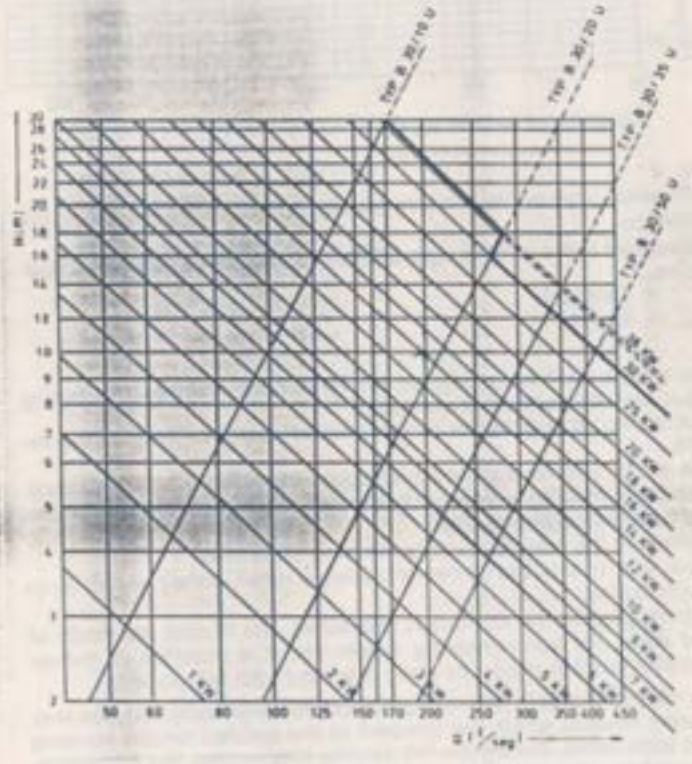


Fig. 3
Application diagram of particular types

means the uniform runner diameter of 300 mm. with the different length of the rotor and the type B15 with runner diameter of 150mm.

The turbines themselves are manufactured in a standard design and assembled together with other components to units individually adjusted to water power sites.

List of types

B 30/10 U - Dia 300 mm; rotor length B 110 mm, one-piece flap valve

Head	H	2	÷	30 m
Flow	Q	44	÷	170 l/sec.
Output	N	0,6	÷	36 kW

B 30/20 U - Dia 300 mm; B 235 mm, one-piece flap valve

Head	H	2	÷	18 m
Flow	Q	94	÷	285 l/sec.
Output	N	1,3	÷	36 kW

B 30/35 U - Dia 300 mm; B 350 mm.; devided flap valve 1/3 and 2/3

Head	H	2	÷	12 m
Flow	Q	142	÷	350 l/sec.
Output	N	2	÷	30 kW

B 30/50 U - Dia 300 mm; B 470 mm; devided flap valve 1/2 and 1/2

Head	H	2	÷	10 m
Flow	Q	190	÷	425 l/sec.
Output	N	2,7	÷	30 kW

B 15/3 U - Dia 150 mm; B 30 mm; one-piece flap valve

Head	H	5	÷	40 m
Flow	Q	9	÷	27 l/sec.
Output	N	0,3	÷	7,5 kW

Note: a mobile unit is available; designation B 15/3 mobile, type B 15/10 U - Dia 150 mm; B 100 mm; one-piece flap valve is under preparation.

If any of those turbines should operate at sites with higher heads, the construction should have to be solved individually.

Hydroelectric units

Except for the hydraulic machine, the generator and the control device are further components of the unit. Parts of the foundation frame, inlet extension piece, transmission etc. are accesories. The basic assemble of the unit consists of a turbine driving an asynchronous motor as a generator that operates parallel to the public power distribution system.

Such units represent an essential support in energy supply for local networks.

The commonly used eight poles asynchronous motors are excited by the network and are driven at oversynchronous speed by means of a transmission, which equilibrates the different rotation between the turbine and the generator. For this purpose the multiple V-flope pullies are used.

The operation of these units can be manual or automatic with water level control. The water level control helps to keep the upstream level constant, as the flow depends on the flap valve opening. The flap valve is moved by a rectilinear electric drive. Immersed electrodes are used to measure the water level. Another type of unit for the individual operation or isolated run (in the localities where a public power distribution system is not available)has been developed. These units are a more complicated type of equipments because the synchronous generators with built in voltage regulation and excitation are adopted and for the output control a hydraulic governor, which moves the intake flap valve, has to be added. Further technical description is given in the operating instructions.

USA

QUESTIONARE

For insterested party in small water turbines
(microsources up to 50 kW)

The following interested party data serve to offer elaboration and make an obligatory basis for all producer's output and execution warranties.
We kindly ask for responsible and proved filling in all necessary data:

1. Address of the interested party:

2. Exact site determination of a small water power station:

3. The question is:

- New construction
- Reconstruction
- Other (description)

4. Quantity of water available to drive a turbine:

Q max ..... l per sec.: how many months a year
Q 90 ..... l per sec.: flow during 90 days in an average year.
Q min ..... l per sec.: how many months a year.

5. Head

- The difference between upper and tail water level
- The difference between the machine hall floor and tail water level.

6. Is there any water storage? How is it done? Describe briefly the considered manipulation with water level (water fluctuating), the available water accumulation in cubic meters, reservoir volume etc.

7. In what way is (will be) water led to the turbine? Give the main dimensions (channel profile, pipe diameter, length) etc.

8. What maximum and minimum output do you expect? (according to your consumption).

9. What kind of electrical appliancies and of what input do you intend to supply?

10. What is the distance from the unit to the supply point?

11. Is the public distribution system available at the site of the unit?

12. What kind of control do you require:
- Manual
- Automatic with governor

13. Required mode of operation of the generator:

a) Parallel to the network for domestic consumption if needed for feeding the network.

b) Isolated running for one's own consumption (without connection to the public network).

14. Other data necessary to be given:

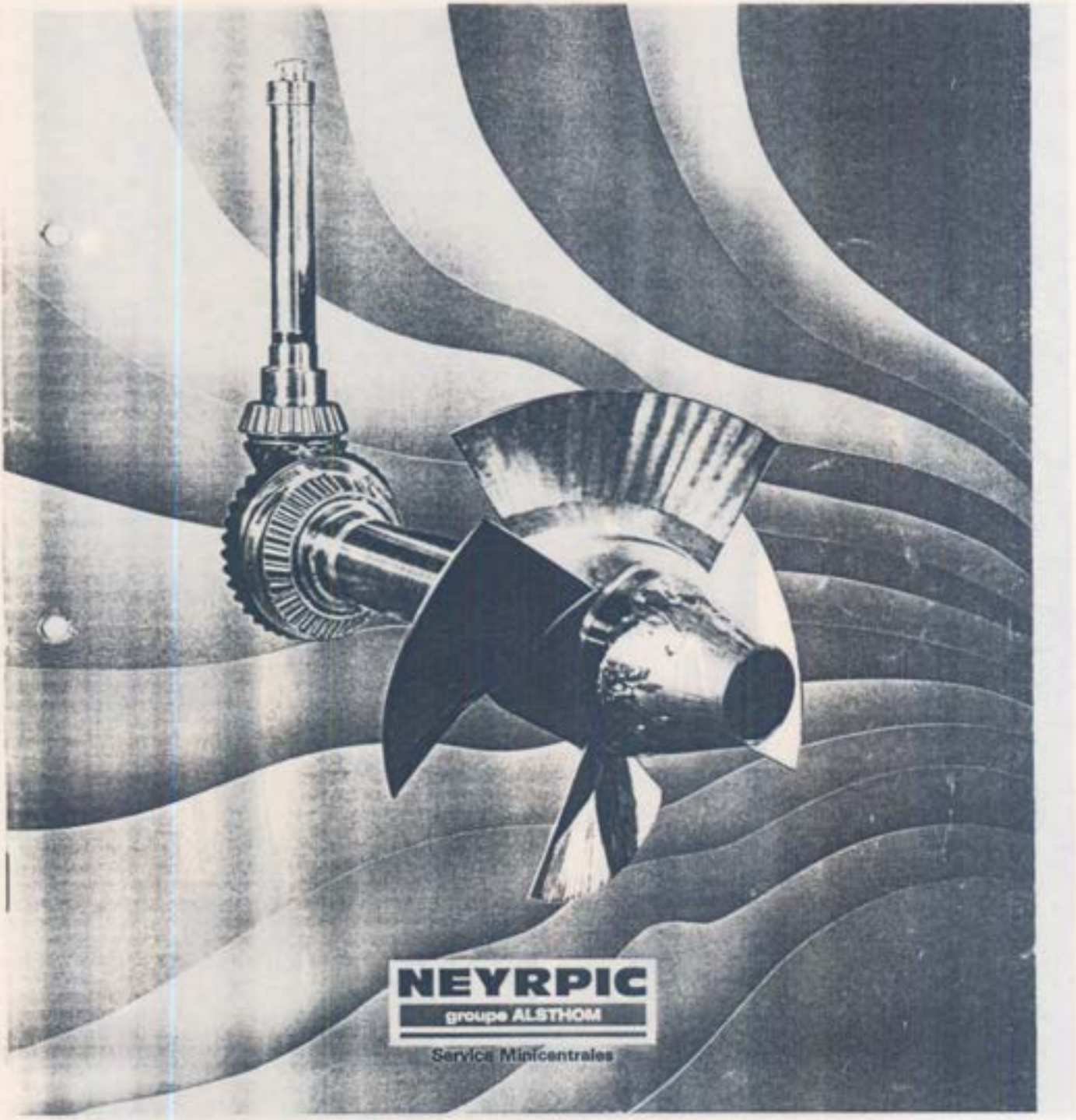
The questionare, after filling in, is to be sent to the address:

Kovopodnik Města Brna
Marketing Dept.
Nám. Družby Národů
Phone 26348
65708 Brno
Czechoslovakia

International Business Center, S.A.
Buenos Aires - Argentina - 3000 - 10/86

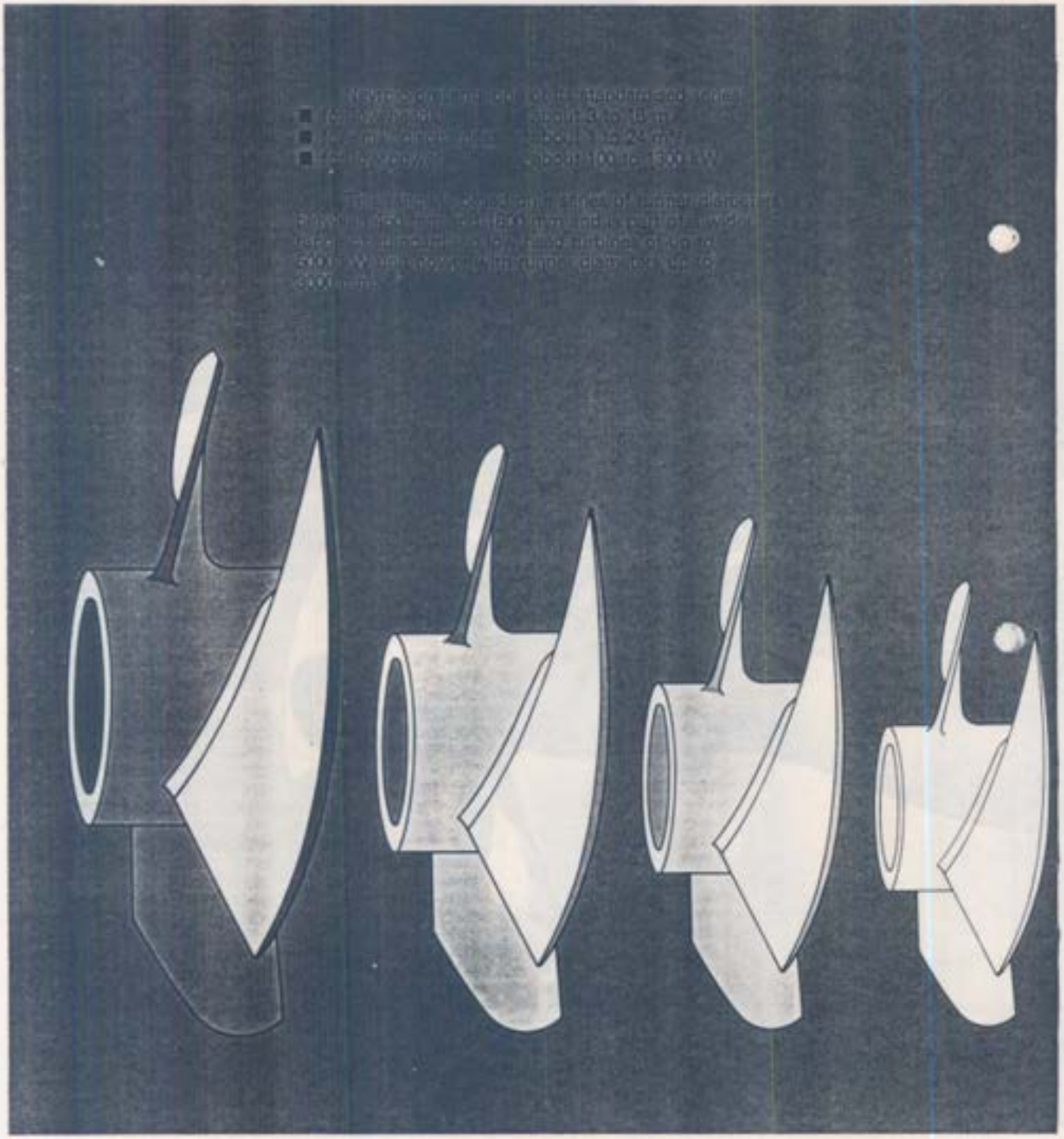
1167

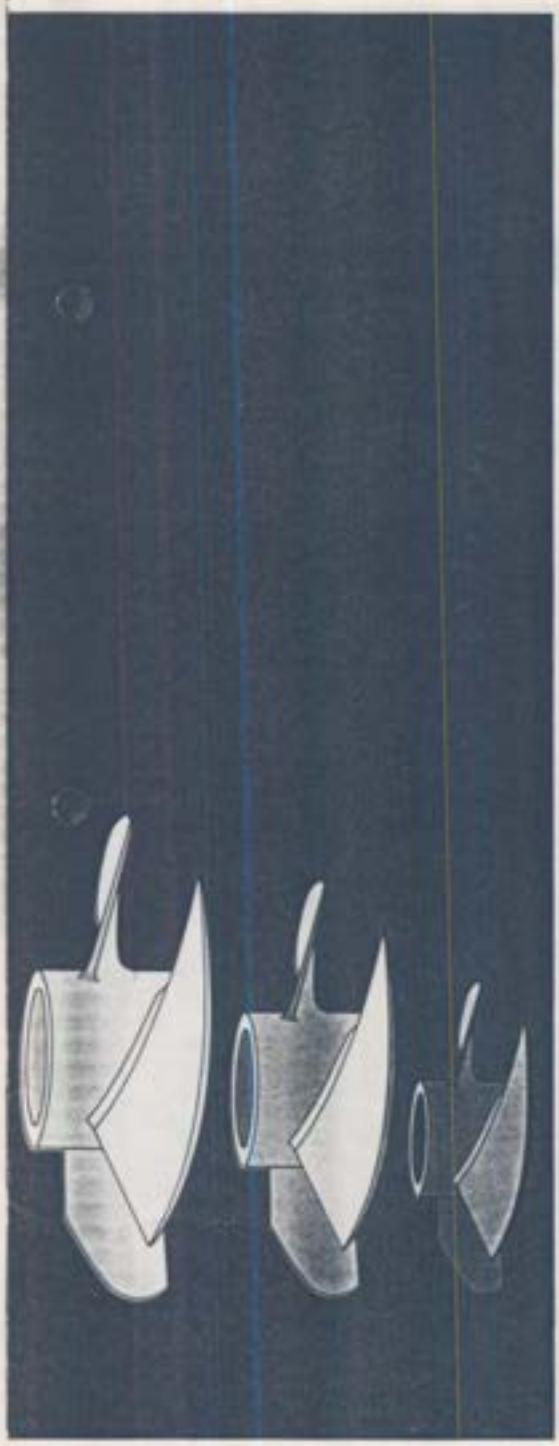
STANDARDISED HYDROELECTRIC TURBINES
FOR LOW HEADS



FROM 100 kW TO 1300 kW

7 RUNNER DIAMETERS
7 FINE MACHINES





THIS CATALOGUE ENABLES :

1 — selection of runner diameter

2 — estimation of annual power production

3 — choice of layout

4 — definition of overall dimensions

TECHNICAL INFORMATION

This manual covers only turbines with **fixed blades**, but we also propose for certain types of units, **controllable blades**, which enable the operation of the power plant to be best suited to the discharge variations.
The type of turbine with **fixed blades** or **controllable blades** is so selected as to find the technical and economical solution best suited to the site characteristics.

1 RUNNER DIAMETER SELECTION AND ESTIMATION OF POWER OUTPUT AT GENERATOR TERMINALS

Knowing net head and unit discharge

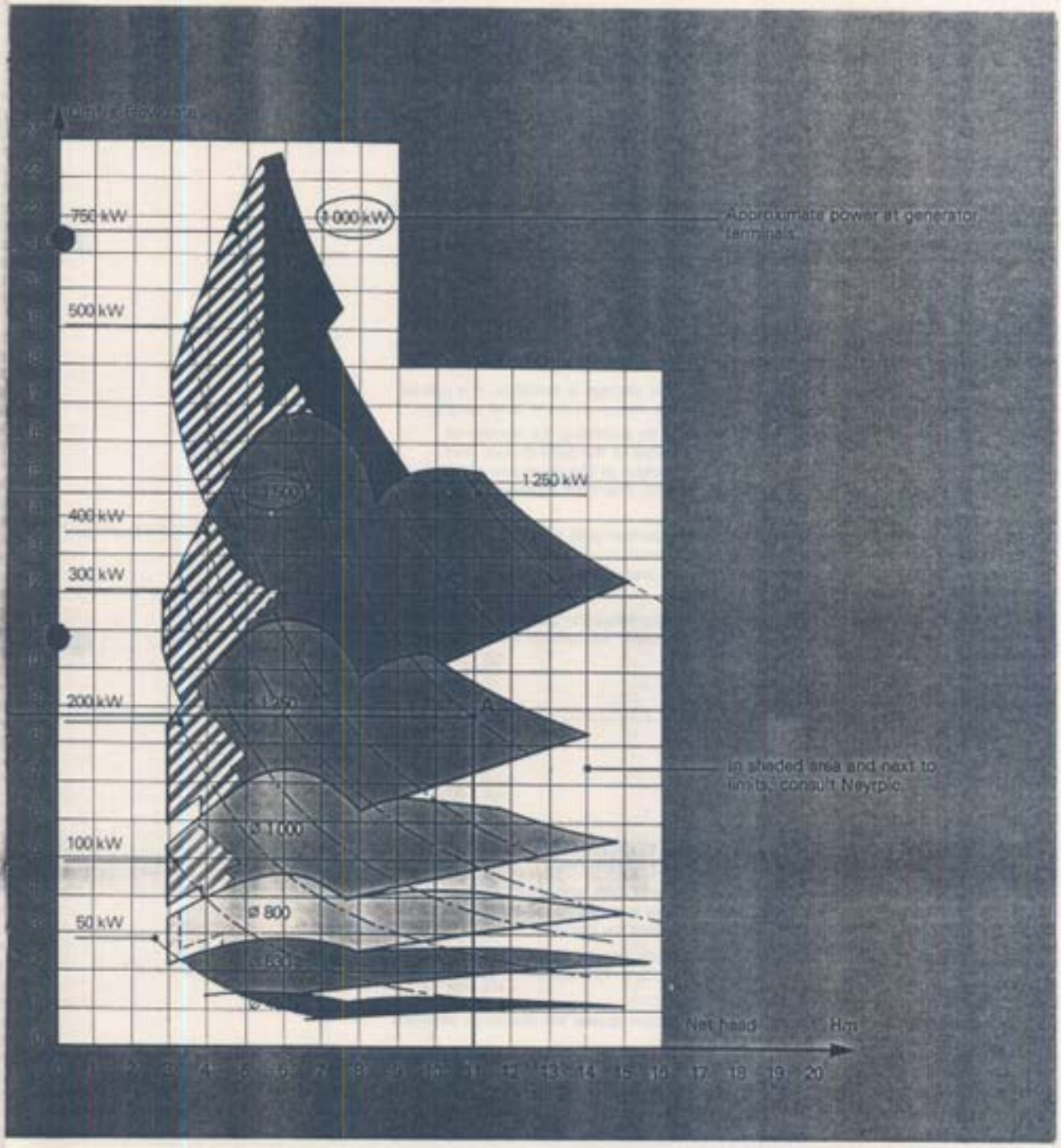
Example of selection:

Say the net head is 11 m and the turbine is to use 8,7 m³/s.

On the graph, find the intersection between a vertical line at 11 m and a horizontal line representing 8,7 m³/s (point A).

This point is inside the area showing the runner diameter as 1250 mm and on the power curve at 750 kW, which is the power output at the generator terminals.

If the intersection lies between two of the isopower curves, the power may be estimated by linear interpolation between two known values at the same head.


750 kW
3 000 kW
Approximate power at generator terminals
500 kW
1 250 kW
400 kW
300 kW
200 kW
100 kW
50 kW
Ø 800
In shaded area and next to limits, consult Neyrpic
Net head
Hm

ESTIMATION OF ANNUAL POWER PRODUCTION HAVING DETERMINED THE UNIT DISCHARGE (S)

CONSTANT FLOW RATES

The annual power output in kWh is simply obtained by multiplying the power in kW at the generator terminals (from diagram on page 3) by the number of hours of operation in the year.

If the head varies, consult Neyrpic.

VARYING FLOW RATES

For optimum output, an annual flow variation curve must be obtained and this curve must be integrated as closely as possible. The best solution is to install several units having different discharges, which enables the range of overall discharge to be increased by using all the possible combinations of units running or shut down.

The diagram opposite shows an example using three units with different unit discharges Q1, Q2 and Q3; seven different flow rates can be obtained and the flow variation curve is quite closely integrated (if the three units had identical discharges, there would only be three overall flow rates available).

The shaded areas represent overspill if no storage is available. If it can be stored, this water can be used by operating the dam with some level variation.

The annual power produced is obtained by summing the number of running hours for each unit obtained from a curve of the type shown, and multiplying each total of hours by the power output at the generator terminals (from diagram on page 3) for the unit concerned, and then totalling the number of kWh produced.

For a given total turbine discharge, production with three units having different discharges is better than with three identical unit discharges. However, in very isolated regions, identical units may be preferred in order to simplify maintenance.

If the flow rate variations are seasonal (eg. irrigation canals) two or more runners set for different discharges can be supplied, the runners being designed for quick removal.

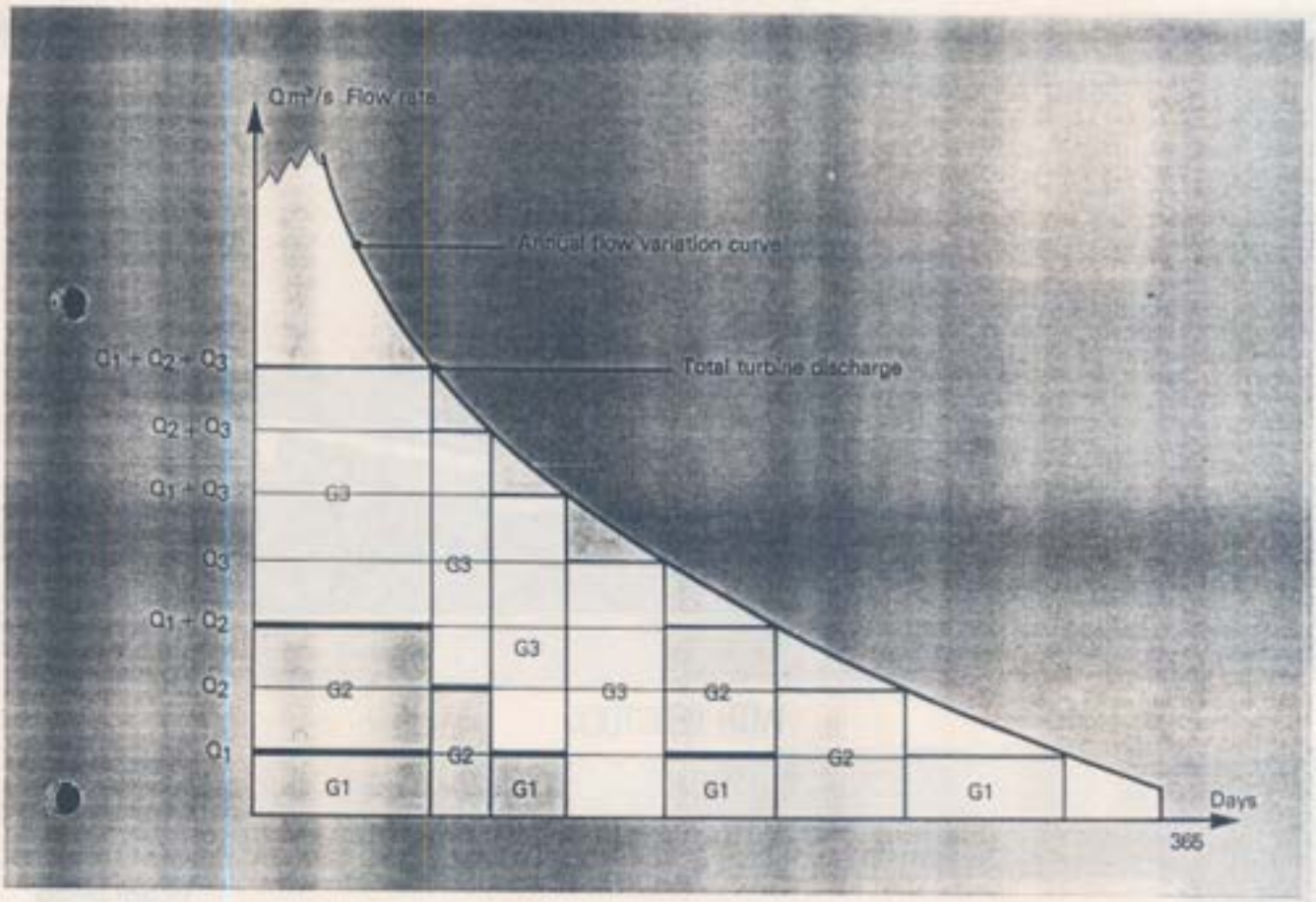
OPERATION OF NON-ADJUSTABLE TURBINES

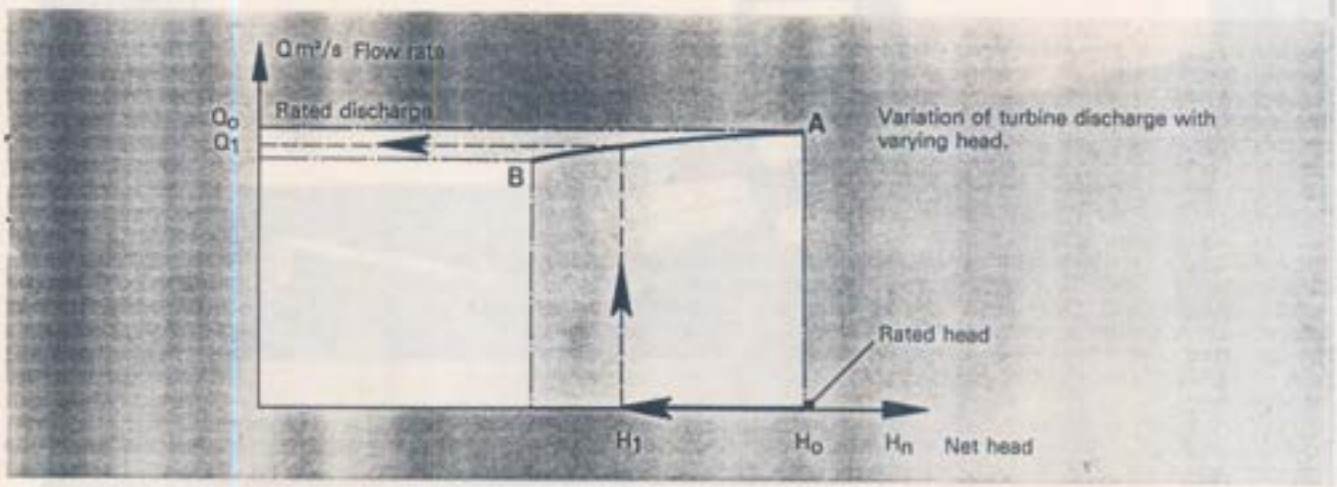
The right-angle drive bulb turbines are built with non-adjustable distributors and runners ; for a given head, there is only one discharge rate (this is set in the factory). The turbine discharge cannot be varied.

However, these turbines can operate under varying head. In this case, the discharge varies slightly according to the curve $Q = f(H)$ shown in the diagram opposite.

It should be emphasised that head variation causes the discharge variation and not the contrary.

The power output, which is a function of the head, the discharge, and the efficiency ($P = \varrho \times 9{,}81 \times H \times Q \times \eta$) also varies with changing head.

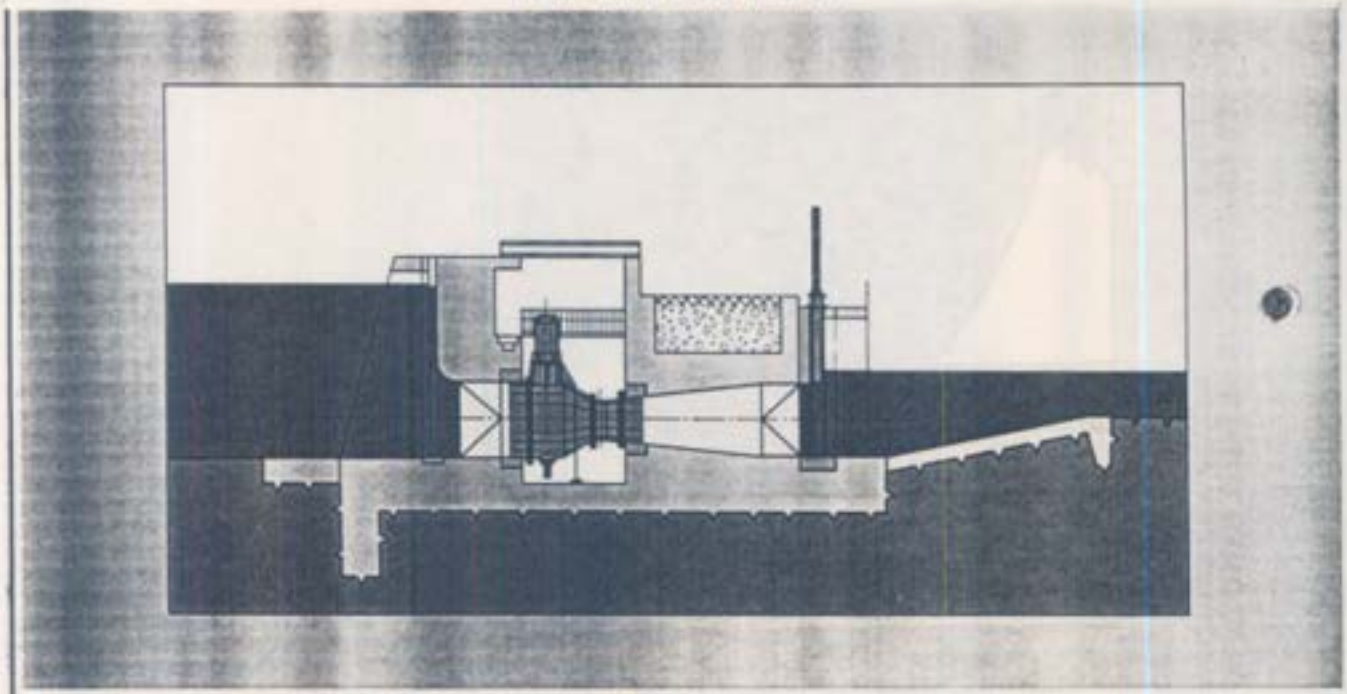




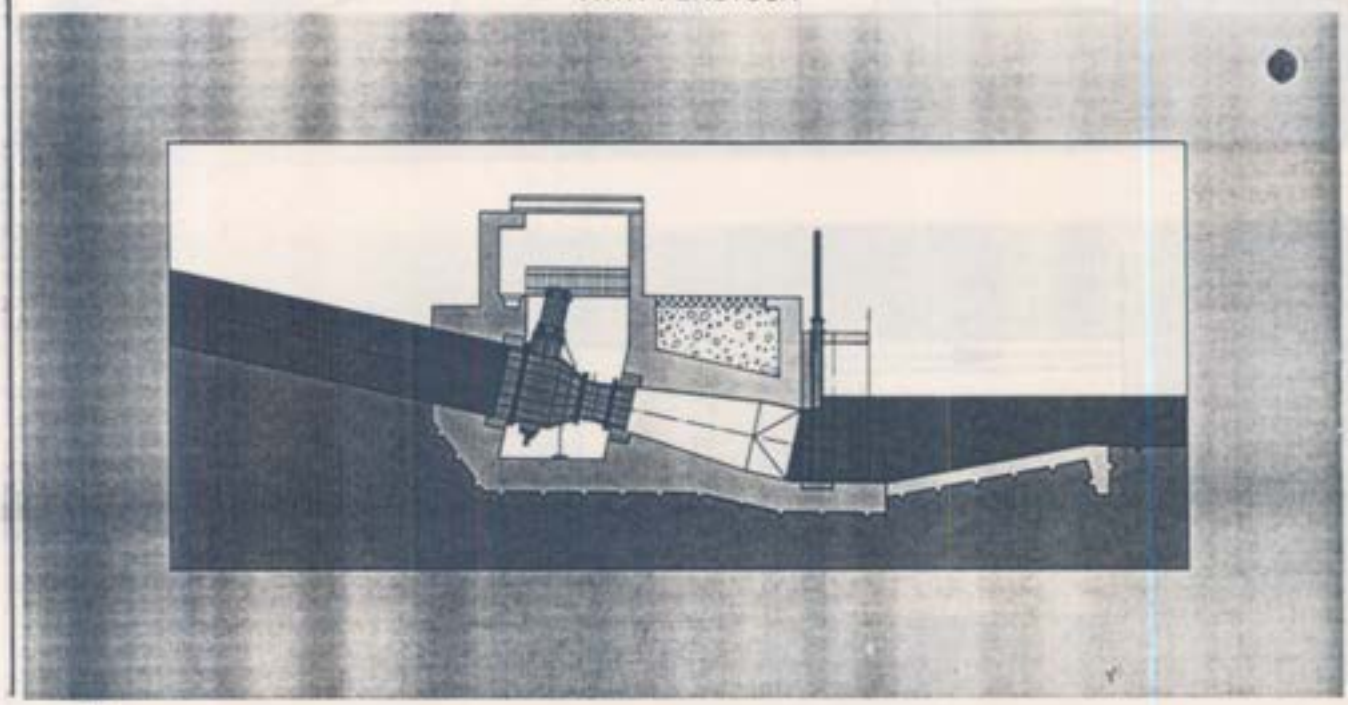
Variation of turbine discharge with varying head.

TYPES OF LAYOUT

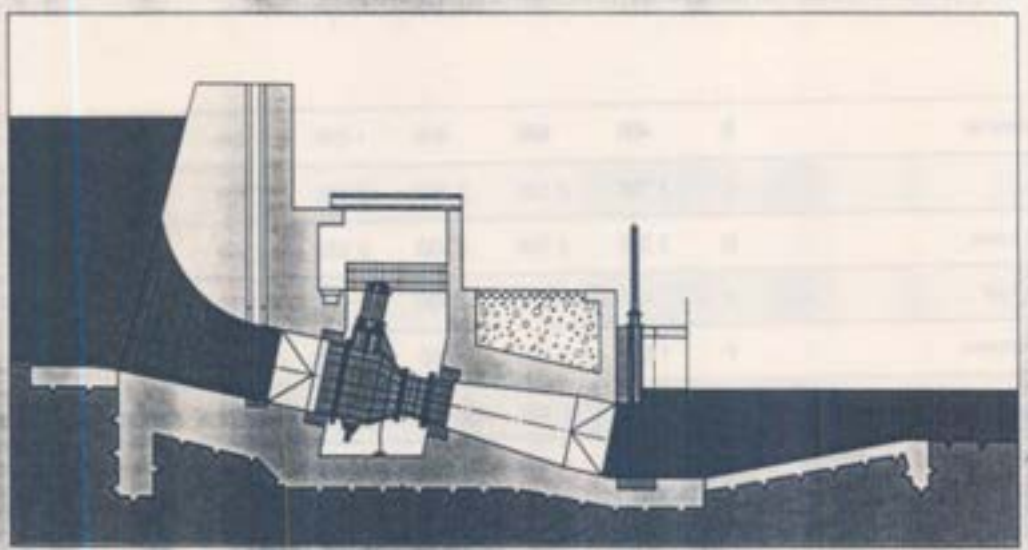
FOR VERY LOW HEADS



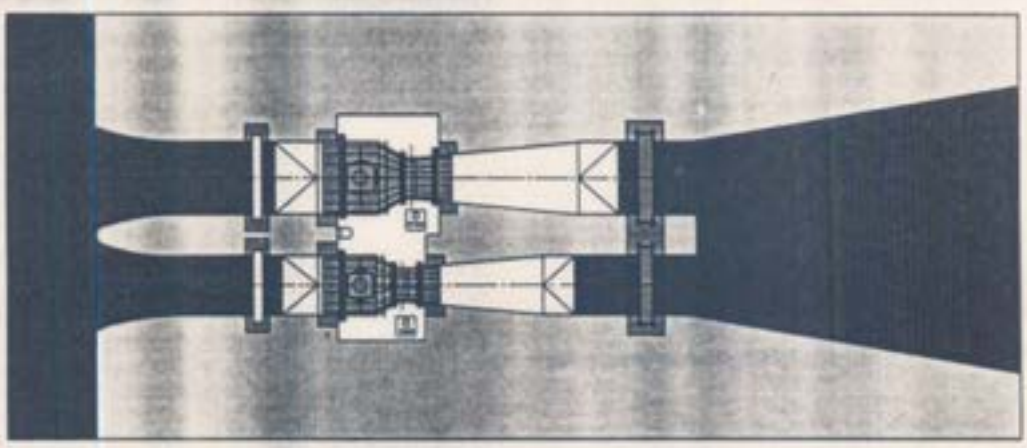
WITH PENSTOCK



DAM WALL BASE



PLAN VIEW WITH TWO DIFFERENT UNITS



DIMENSIONS

STANDARD DUCT, TURBINE PIT, DRAFT TUBE AND GATE DIMENSIONS (millimeters)

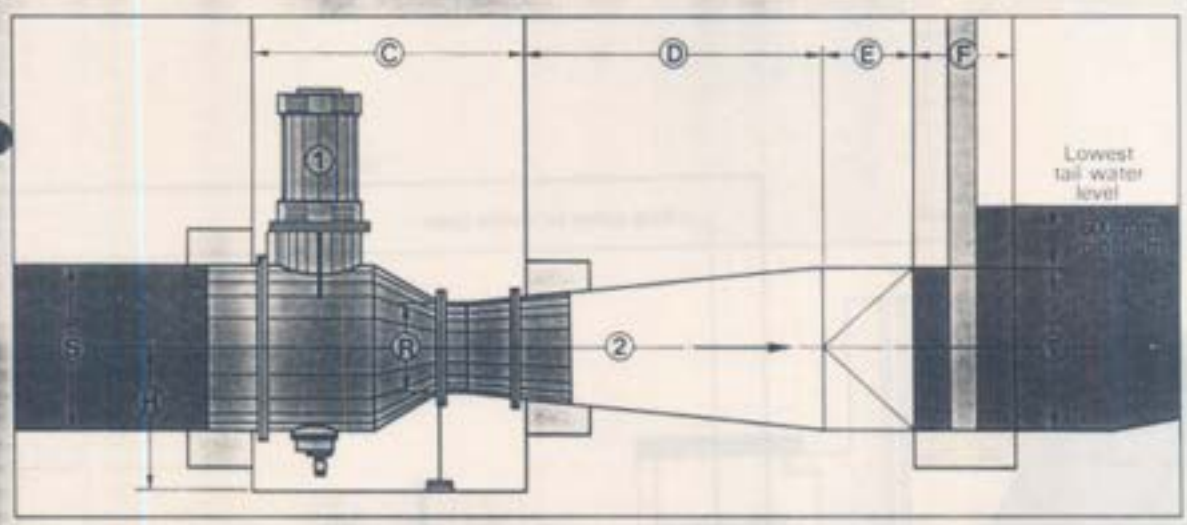
Runner diameter	R	450	630	800	1 000	1 250	1 500	1 800
Pit length	C	1 720	2 100	2 700	2 900	3 200	3 700	4 060
Draft tube cone	D	1 320	2 120	2 530	3 230	4 150	4 970	6 030
Draft tube end	E	440	610	780	970	1 210	1 460	1 750
Gate embedment	F	1 000	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Pit depth	H	800	1 100	1 450	1 550	1 830	2 100	2 350
Inlet diameter	S	840	1 150	1 530	1 830	2 240	2 650	3 150
Draft tube outlet (square)	T	800	1 120	1 420	1 780	2 220	2 660	3 200
Gate embedment	U	1 900	2 400	2 700	3 000	3 600	4 000	4 500

Turbine weight	Tonne	2	4,5	7,5	10	13	20	25
Gate weight	Tonne	3	4	5	7	10	15	18

These dimensions are approximate.

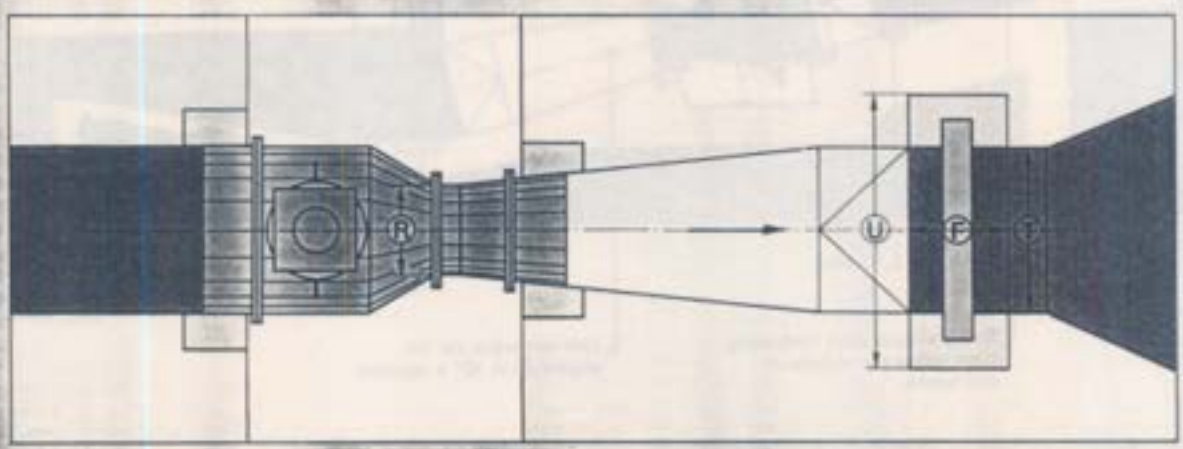
①: Generator dimensions vary with make and power.

②: Maximum slope of duct 15° (if cavitation requirements are met).

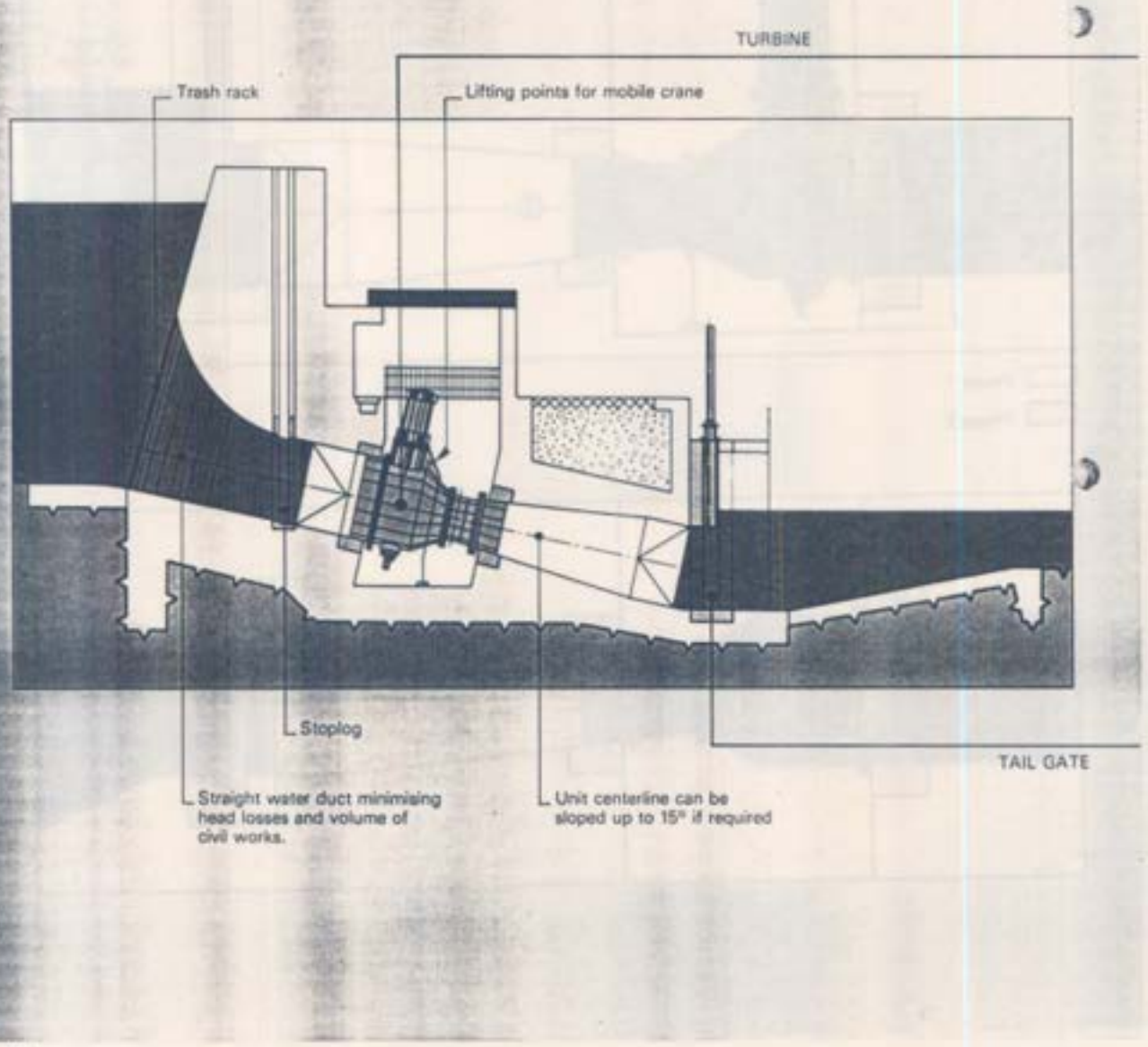


Phase 1

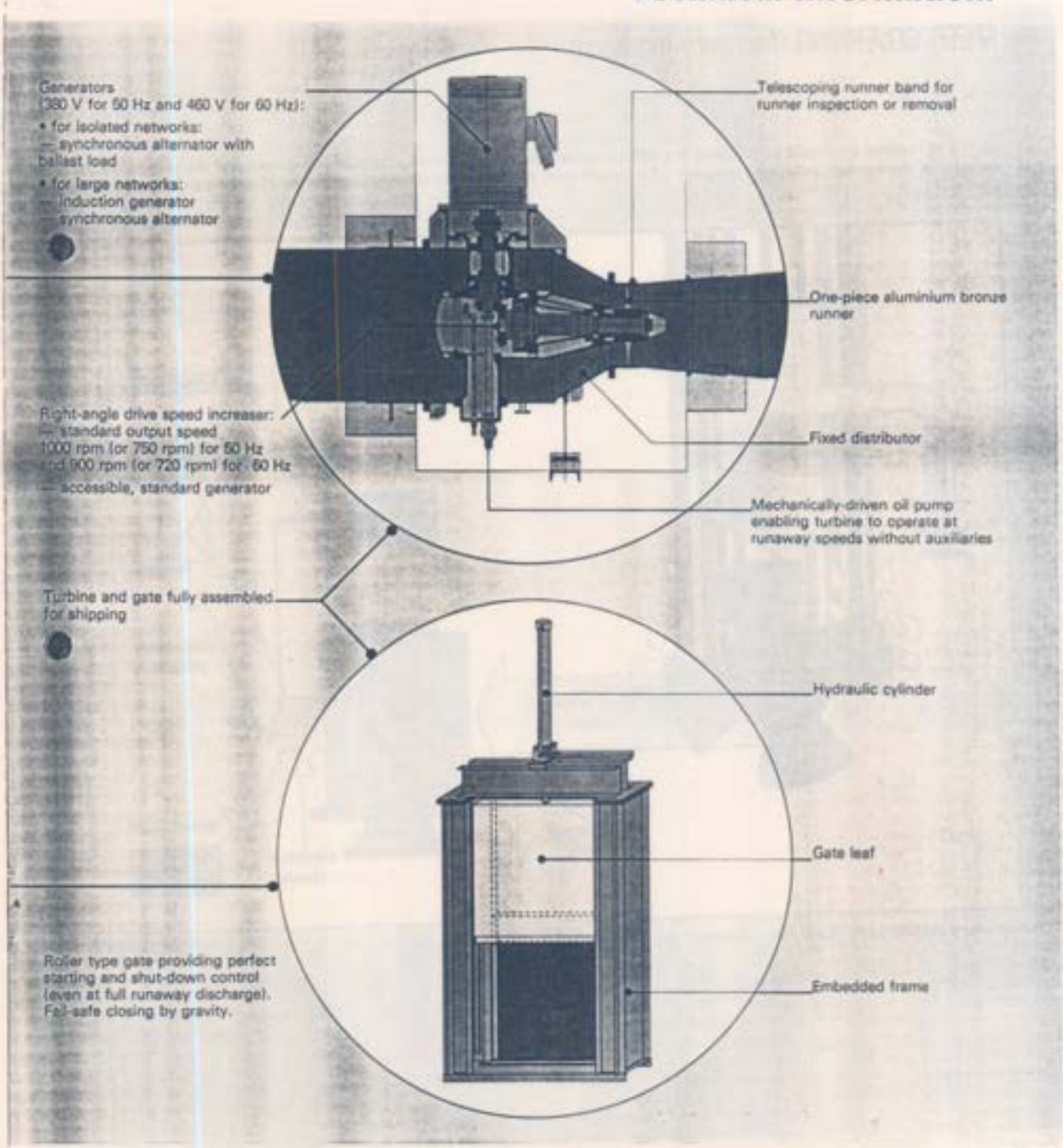
Phase 2



DESCRIPTION OF A TYPICAL UNIT



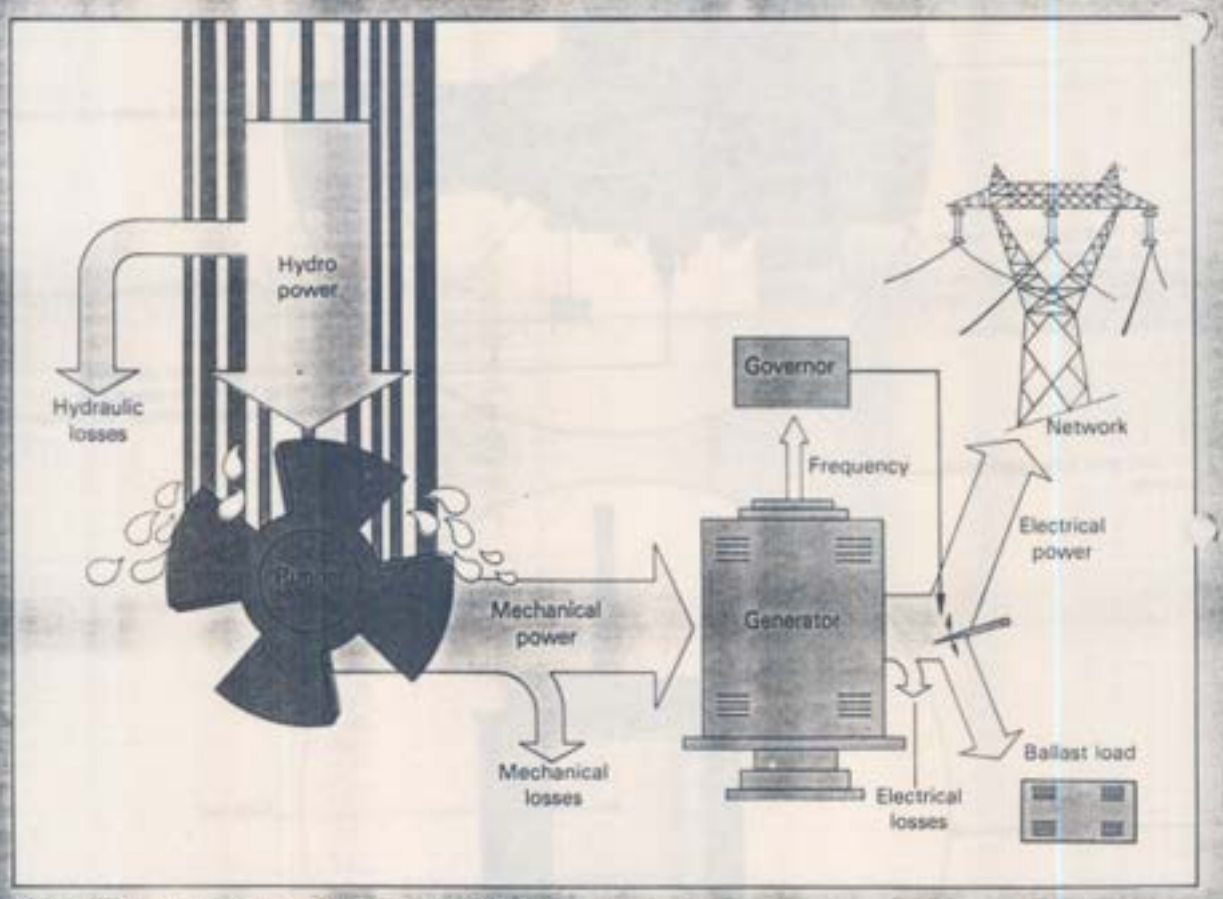
Technical Information.



ISOLATED NETWORK SUPPLY

SPEED GOVERNING (frequency regulation)

The method employed is to absorb the difference between the constant turbine power output and the varying power demand of the isolated network by means of a ballast load in order to achieve accurate speed (and hence frequency) control.

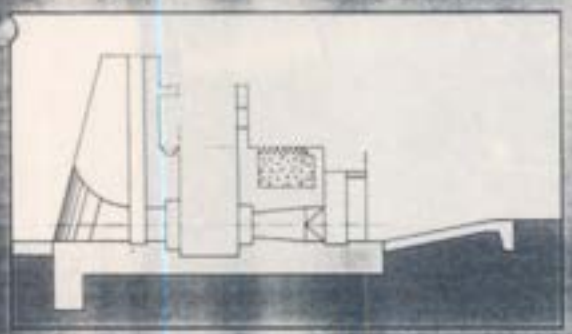


For more details, see "Rural Electrification" brochure.

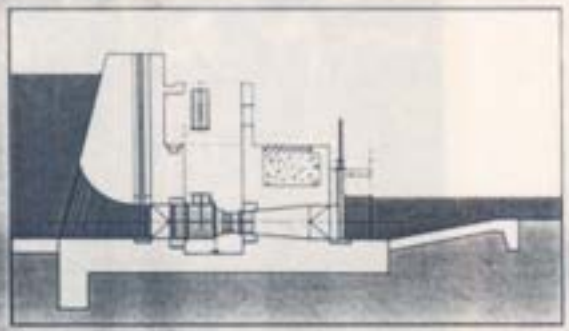
TYPICAL SITE ERECTION

Technical Information.

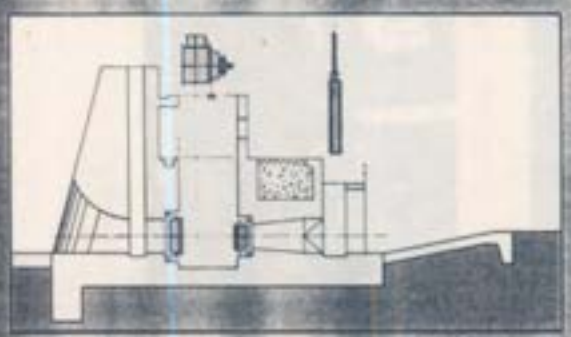
These diagrams illustrate site erection of a typical right-angle drive bulb turbine with downstream control gate (tail gate). Erection is similar with upstream butterfly valve. In both cases a stoplog is required to isolate the turbine pit.



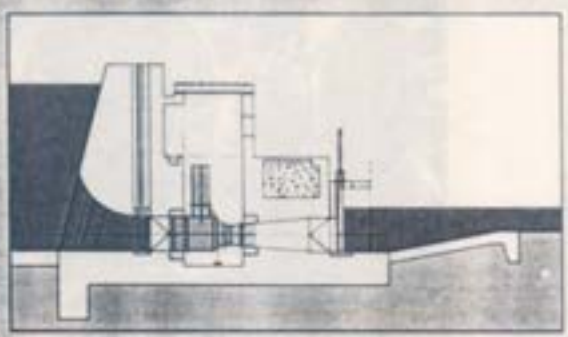
1 First-phase concrete completed. Block-outs for second-phase concrete are provided (turbine, gate, stoplog).



3 Second-phase concrete is poured. When it has set, the generator can be lowered onto the turbine and the powerhouse watered.



2 The anchor rings are placed in their block-outs and roughly aligned.
The turbine is lowered into position and bolted to the anchor rings, the whole assembly then being accurately aligned.
The gate and stoplog are positioned with their embedded parts.



4 Electrical connections and piping are completed and the unit is ready for tests and commissioning.

NEYRPIC

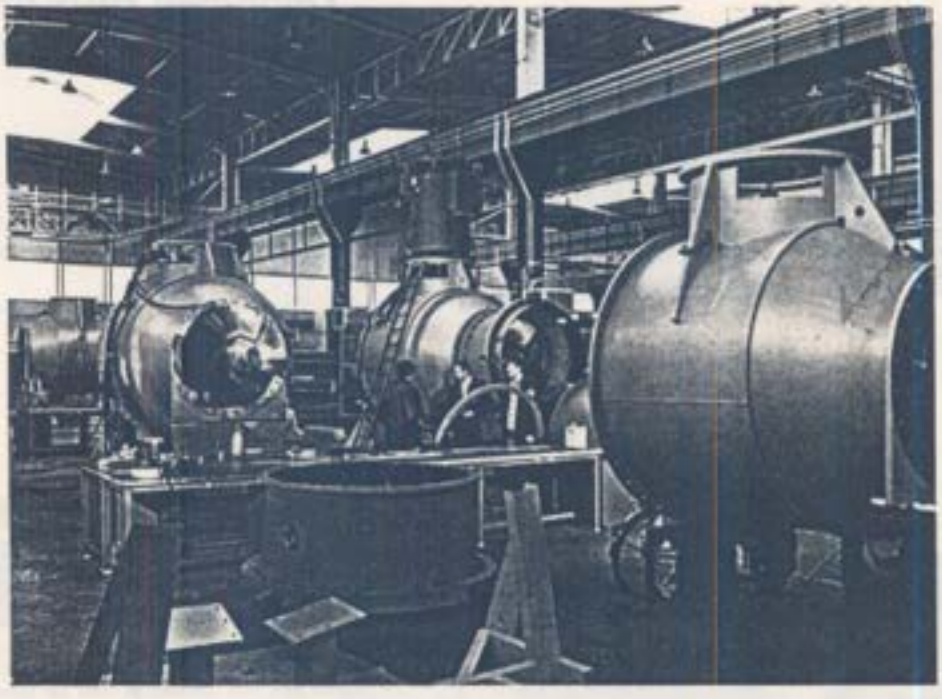
groupe ALSTHOM

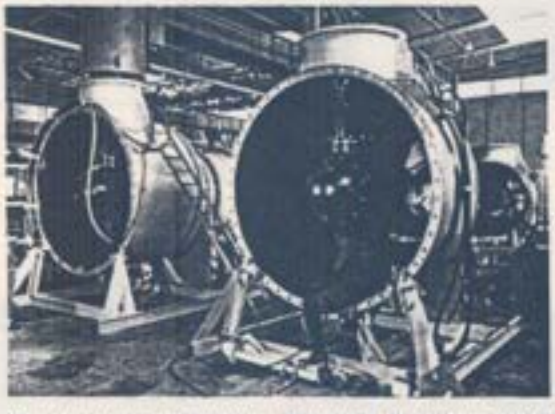
Service Minicentrales

Siège social :
75, rue Général-Mangin
38100 Grenoble — France

B.P. 75 Centre de Tri
38041 Grenoble Cedex — France
Tél. : 76 39 30 00
Télex : 320 750 Grenoble
Télécopie : 76 39 30 01

Siret 309 021 749 00028
Code APE 2407





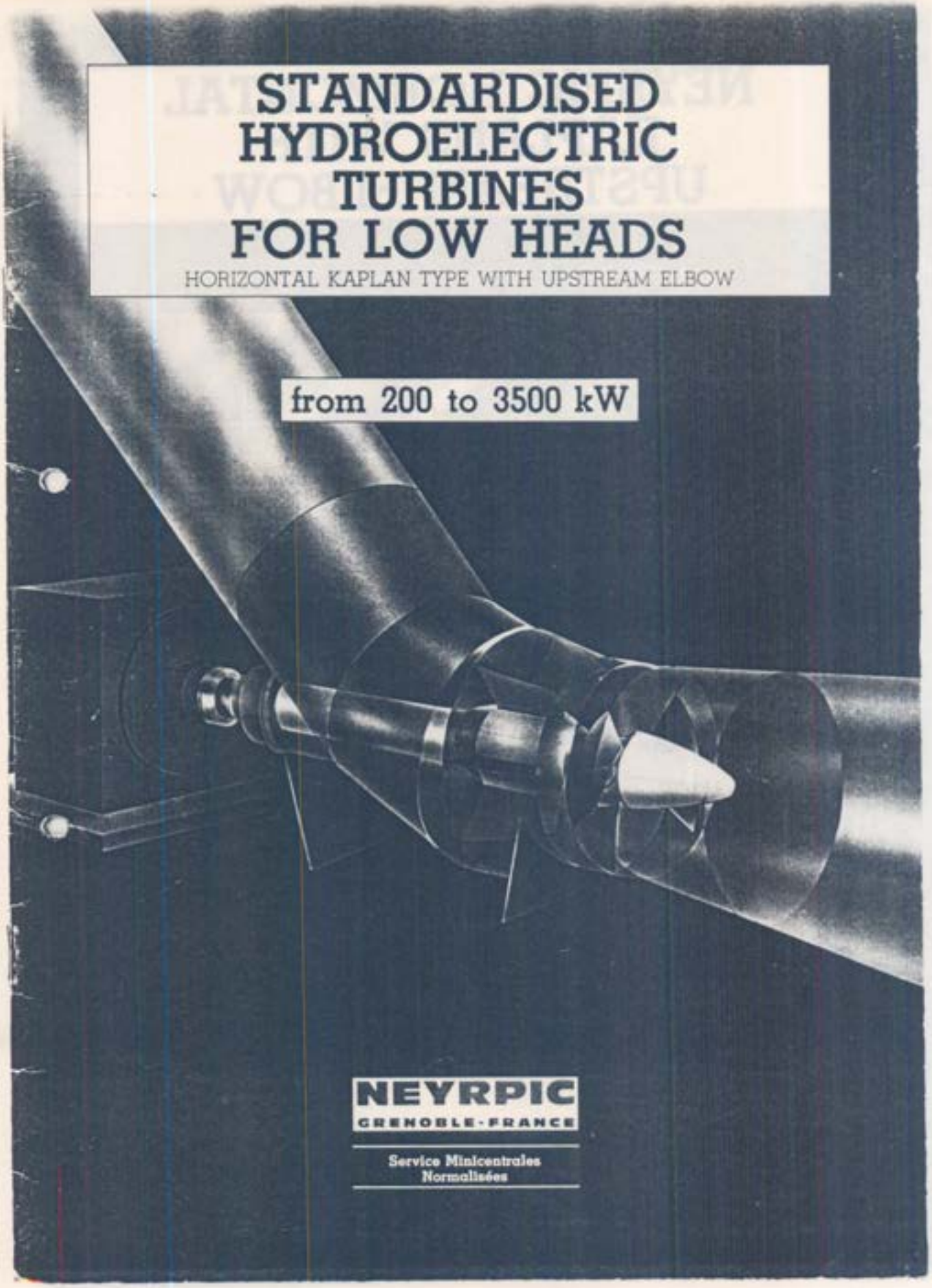
At customer's request, Neyrpic can also supply switchgear as for as overhead power lines, as well as civil works guide drawings.

124 A

STANDARDISED HYDROELECTRIC TURBINES FOR LOW HEADS

HORIZONTAL KAPLAN TYPE WITH UPSTREAM ELBOW

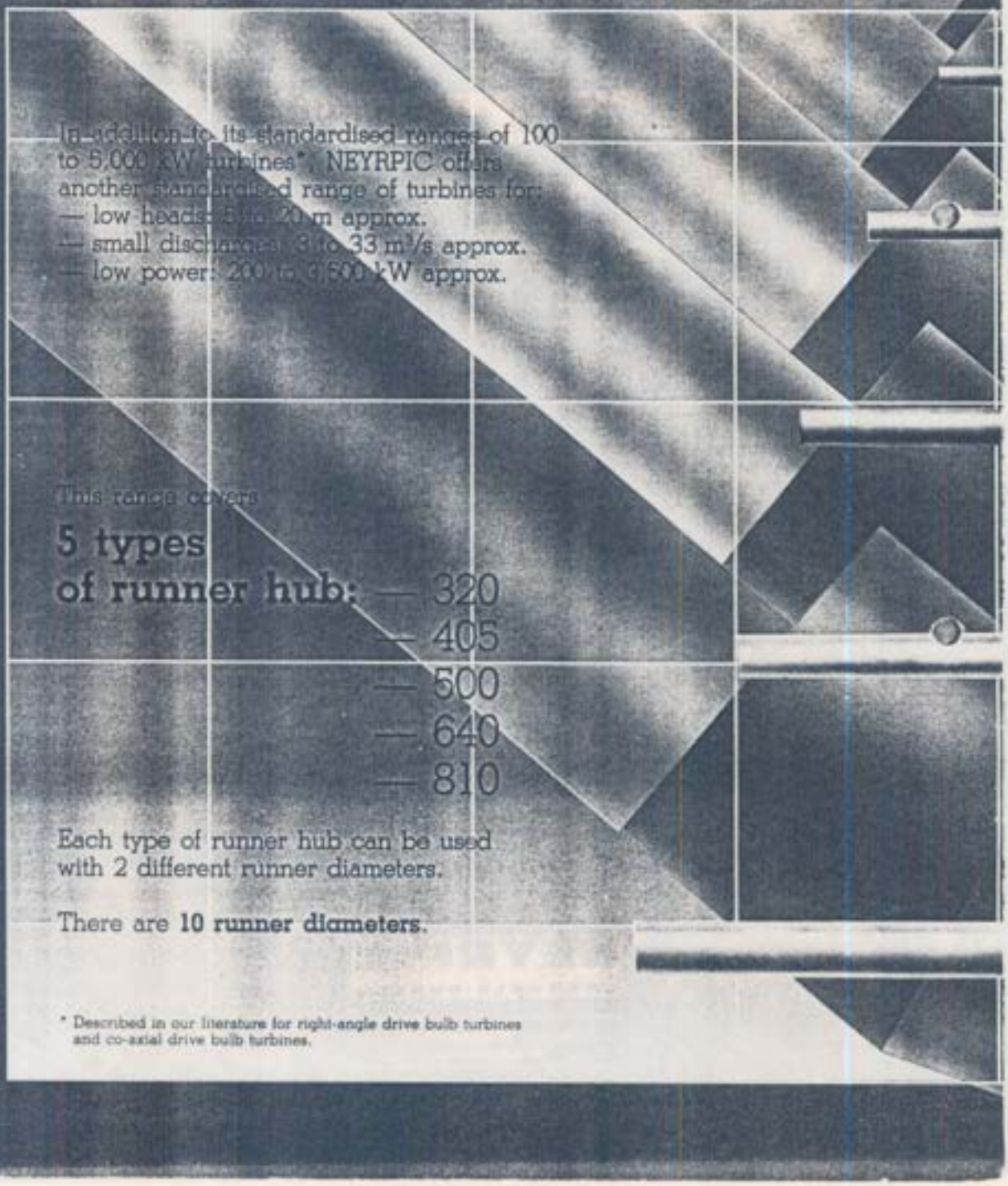
from 200 to 3500 kW



NEYRPIC
GRENOBLE-FRANCE

Service Minicentrales
Normalisées

NEYRPIC HORIZONTAL KAPLANS WITH UPSTREAM ELBOW



In addition to its standardised ranges of 100 to 5,000 kW turbines*, NEYRPIC offers another standardised range of turbines for:
— low heads: 5 to 20 m approx.
— small discharges: 3 to 33 m³/s approx.
— low power: 200 to 3,500 kW approx.

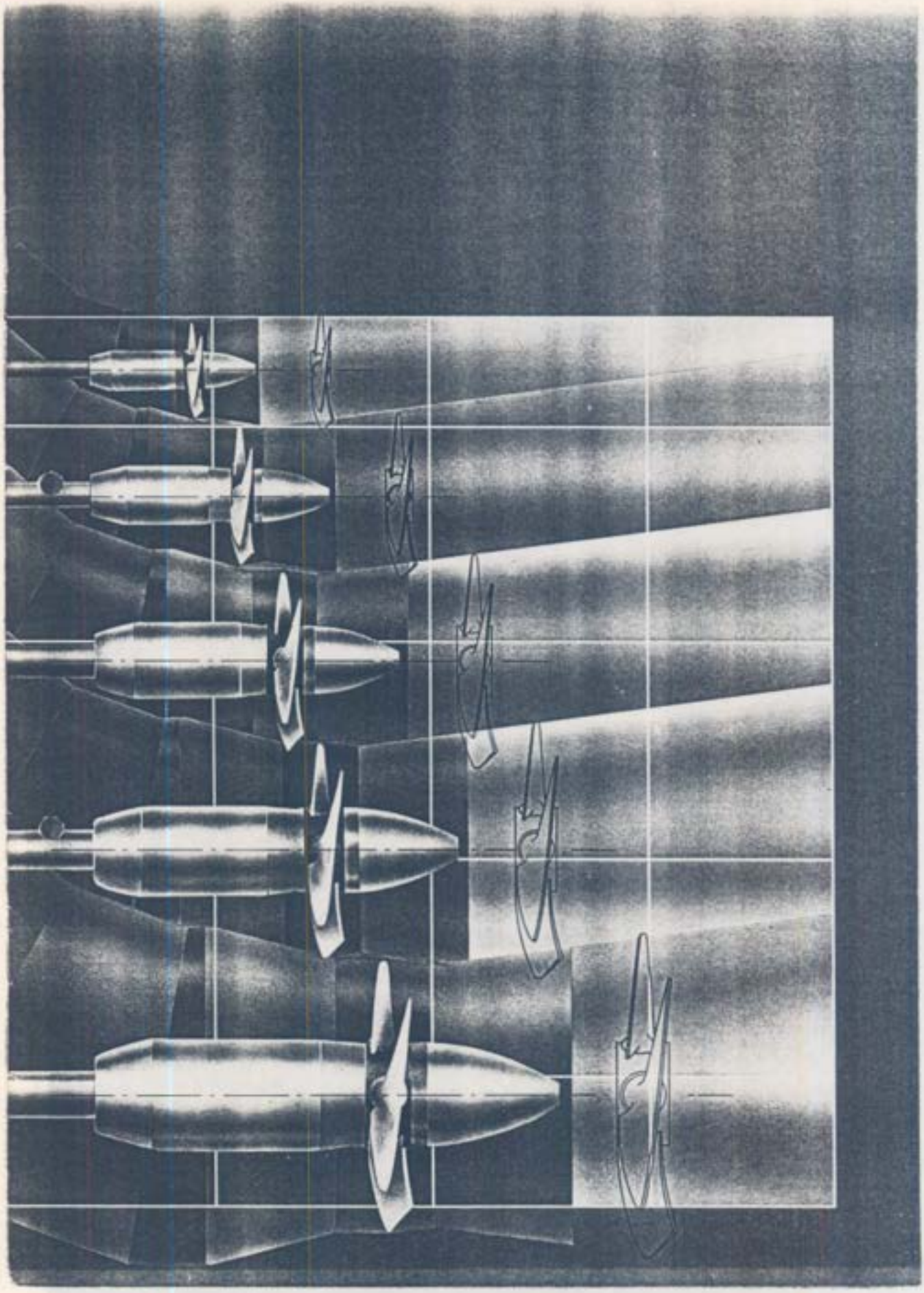
This range covers

5 types of runner hub:
— 320
— 405
— 500
— 640
— 810

Each type of runner hub can be used with 2 different runner diameters.

There are **10 runner diameters.**

* Described in our literature for right-angle drive bulb turbines and co-axial drive bulb turbines.



SELECTION OF RUNNER DIAMETER AND HUB TYPE

Given the net head and turbine discharge, it is an easy matter to estimate the power at the terminals of the generator, and in particular to determine the runner diameter and the type of hub. The graph opposite can be used for these calculations.

How to use the graph:

Each basic colour (dark and light) corresponds to a runner diameter.

If we take the case of a turbine passing 16 m³/sec. at a net head of 11 m.

On the graph opposite we find the intersection of the vertical line at 11 m and the horizontal line at 16 m³/sec., which we call point A. This point A falls in the area showing the runner diameter to be 1 700 mm and on the isopower curve corresponding to a power output at the generator terminals of 1 500 kW. The hub is the type 840.

If the intersection falls between two isopower curves, the power can be calculated by linear interpolation between two known power values at the same head.

Runner setting:

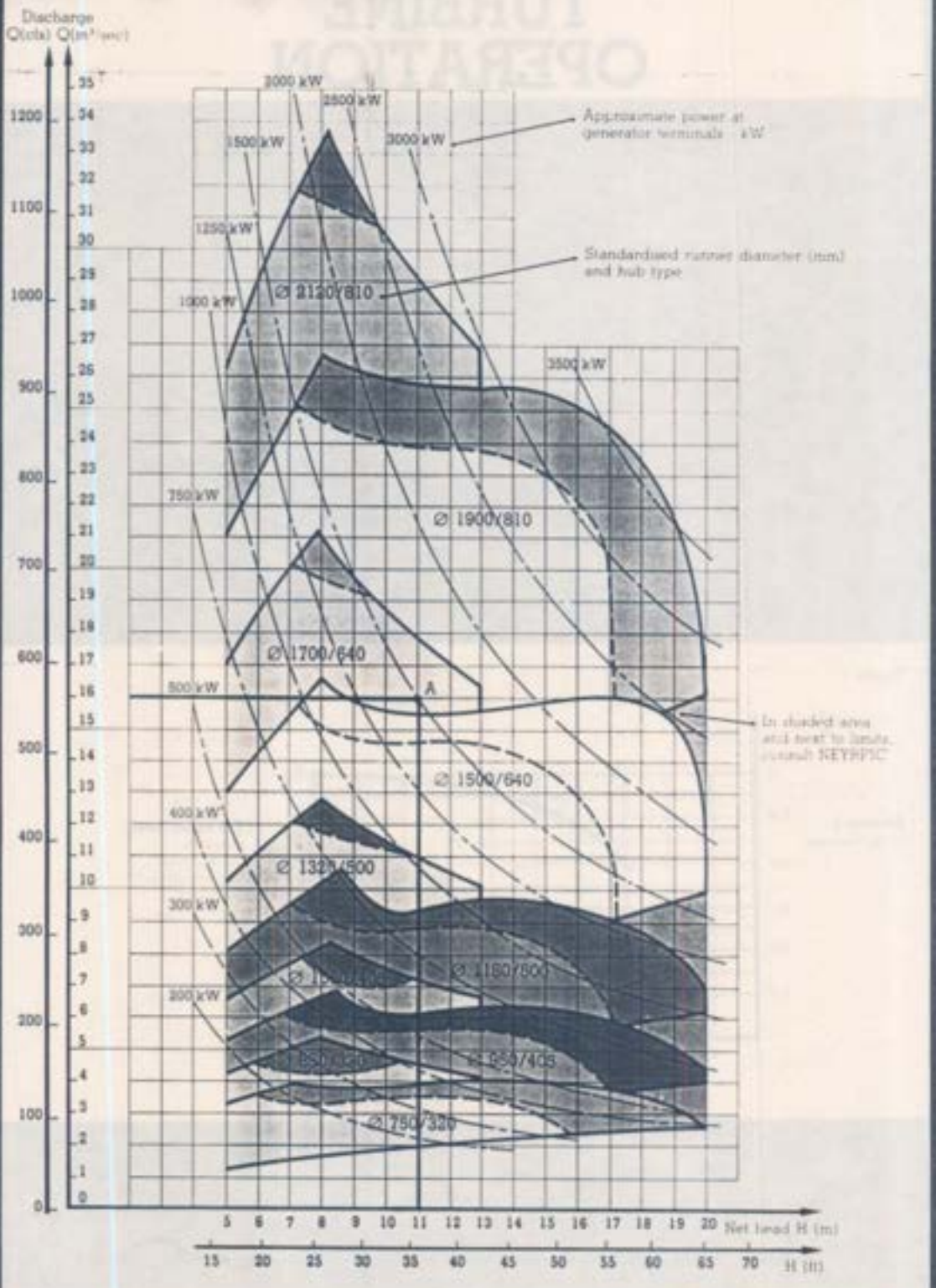
The runner setting (ha), that is the highest point of the runner in relation to downstream operating level, will be determined in each case by Neyrpic, on request.

The light areas on the graph opposite, below the dotted curve, apply to a unit placed horizontally, with the highest point of the draft tube outlet 0,6 m below the downstream operating level, for:

ha = Hv − 10 m

where ha = atmospheric pressure, Hv = water vapour pressure.

In the dark area (above the dotted curve), runner setting increases with turbine discharge. The upper operating limit of the runners is therefore arbitrary over a certain area and depends, among other parameters, on the runner setting that is permissible for the actual project.


Discharge
Q(cfs) Q(m³/sec)
3000 kW
2500 kW
1500 kW
3000 kW
Approximate power at generator terminals - kW
1250 kW
Standardised runner diameter (mm) and hub type
1000 kW
Ø 2120/810
3500 kW
750 kW
Ø 1900/810
Ø 1700/640
500 kW
A
In shaded area unit next to limits, consult NEYRPIC
Ø 1500/640
400 kW
Ø 1320/500
300 kW
Ø 1180/800
200 kW
Ø 1060/710
Ø 950/630
Ø 850/560
Ø 750/320
Net head H (m)
H (ft)

TURBINE OPERATION

Each turbine dimension is available in two models:
- non-adjustable distributor and controllable runner blades, in order to vary turbine discharge;
- non-adjustable distributor and non-adjustable runner blades.

It should be noted that the only function of the controllable runner blades is to vary turbine discharge depending on the available flow rate.

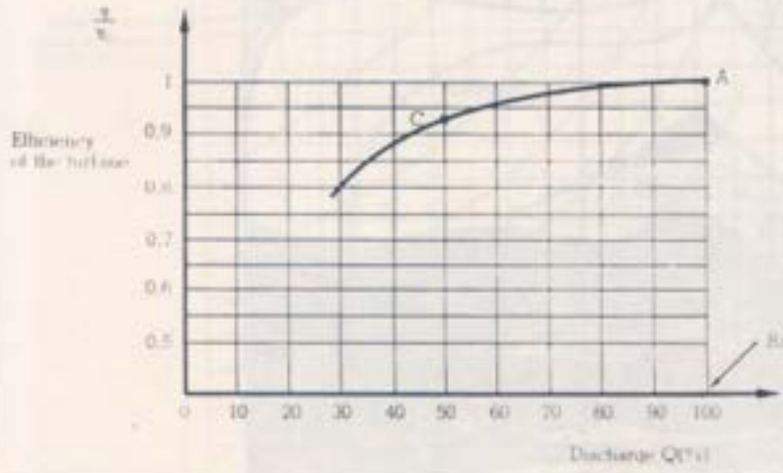
As these units have non-adjustable distributors, a control gate is required for starting and shut-down. This is usually a roller gate placed at the draft tube outlet (in some cases, a butterfly valve at the inlet may be used).

Generators can be driven either directly or by means of a speed increaser between turbine and generator. The speed increaser is used in conjunction with very low heads where the runner speed is too low.

To select the number of turbine units and turbine diameter, the curves of annual flow duration and head variation are used to calculate the power output and assess it against the cost of the corresponding equipment. For instance, the possibility of operating with level variation must also be taken into account.

For each point in the operating area of a runner diameter, there are a guide vane angle and a runner blade angle that ensure maximum efficiency for given net head and discharge. This point is the rating point (reference A on the graph opposite).

Figure 1



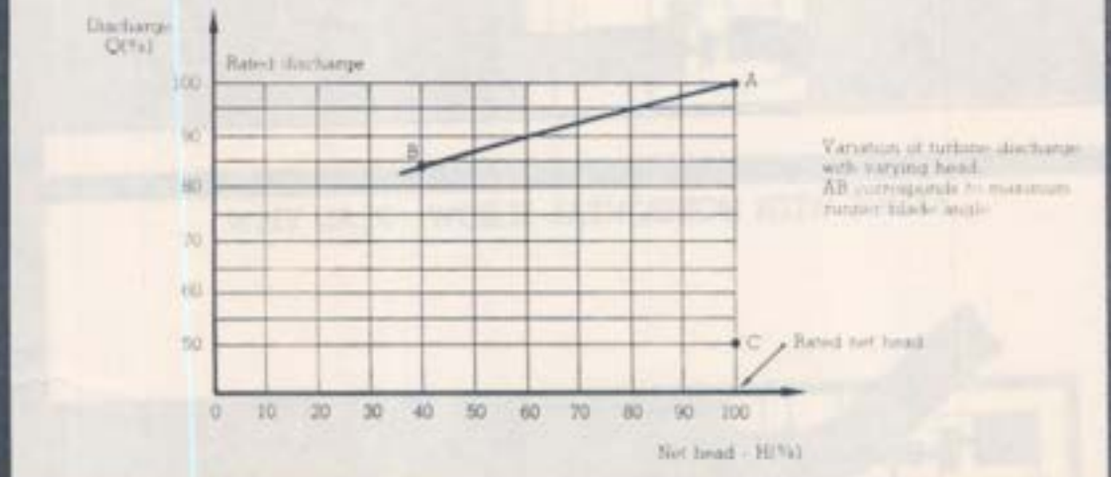
Operation at constant head:

- When the turbine has controllable blades, the turbine discharge can be varied (see figure 1). This is valid for rated head operation (according to curve AC) and for heads below the head for which the turbine was designed.
- When the turbine has non-adjustable blades, there is only one operating point per head (point A for rated head - figure 1).

Figure 2

Variation of efficiency with varying head, and runner blade and guide vane positions maintained

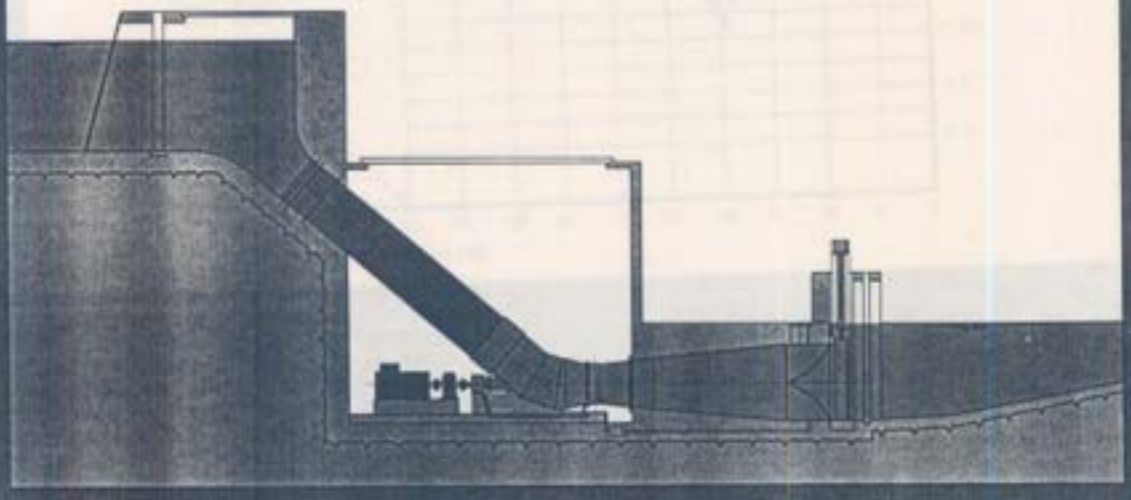
Figure 3



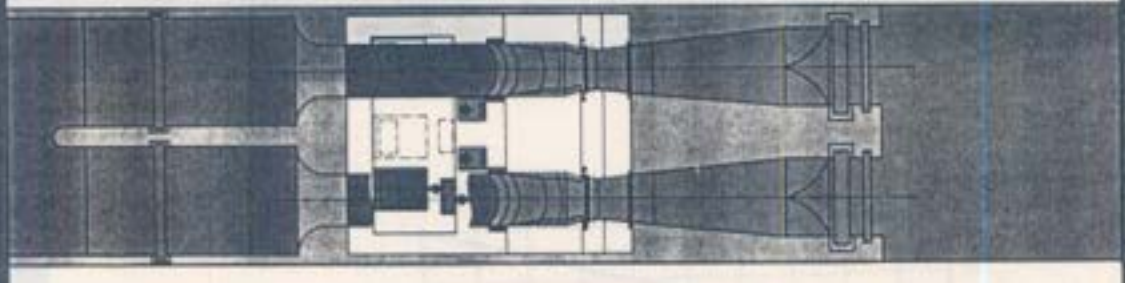
Variation of turbine discharge with varying head. AB corresponds to maximum runner blade angle

TYPES OF LAYOUT

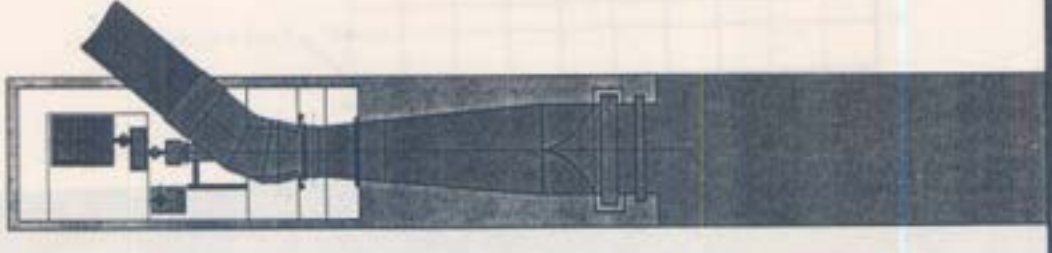
LAYOUT WITH HIGH - LEVEL INTAKE



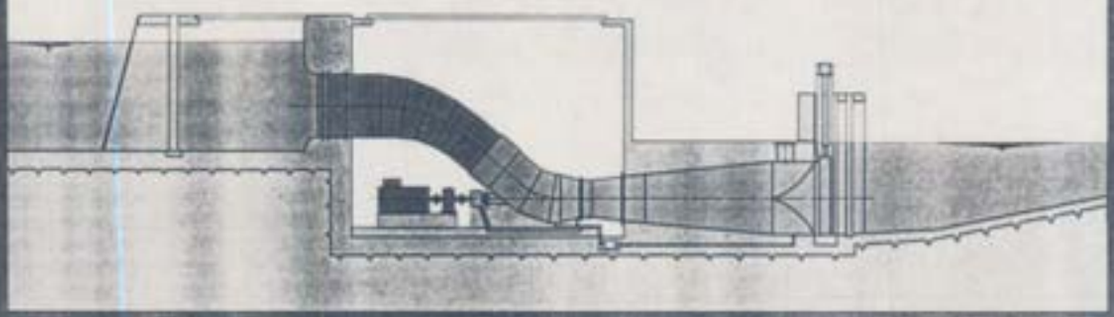
LAYOUT WITH TWO UNITS - VIEWED FROM ABOVE



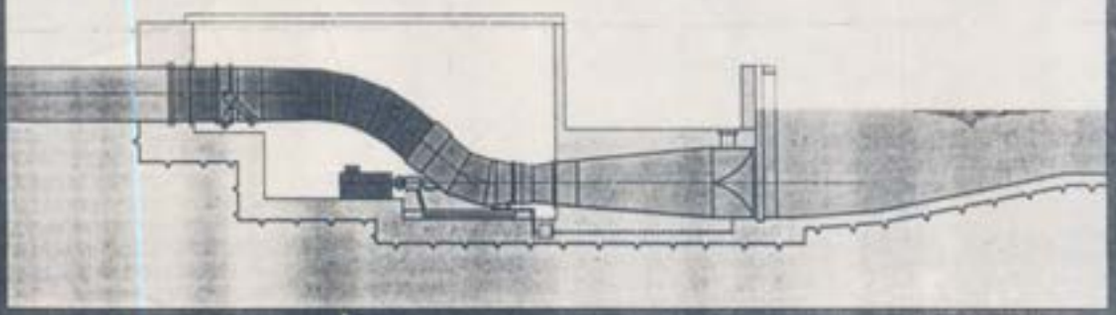
LAYOUT WITH HORIZONTAL ELBOW - PLAN VIEW



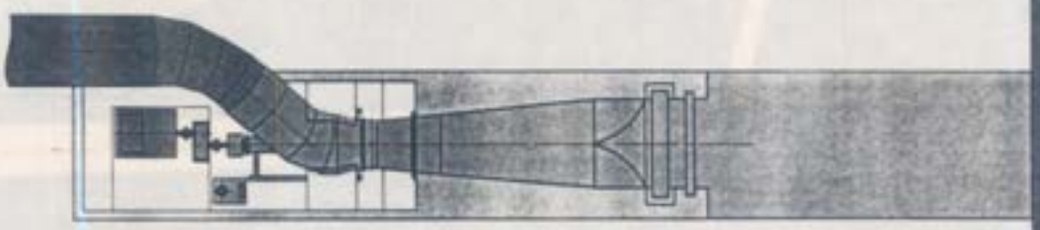
LAYOUT WITH LOW - LEVEL INTAKE



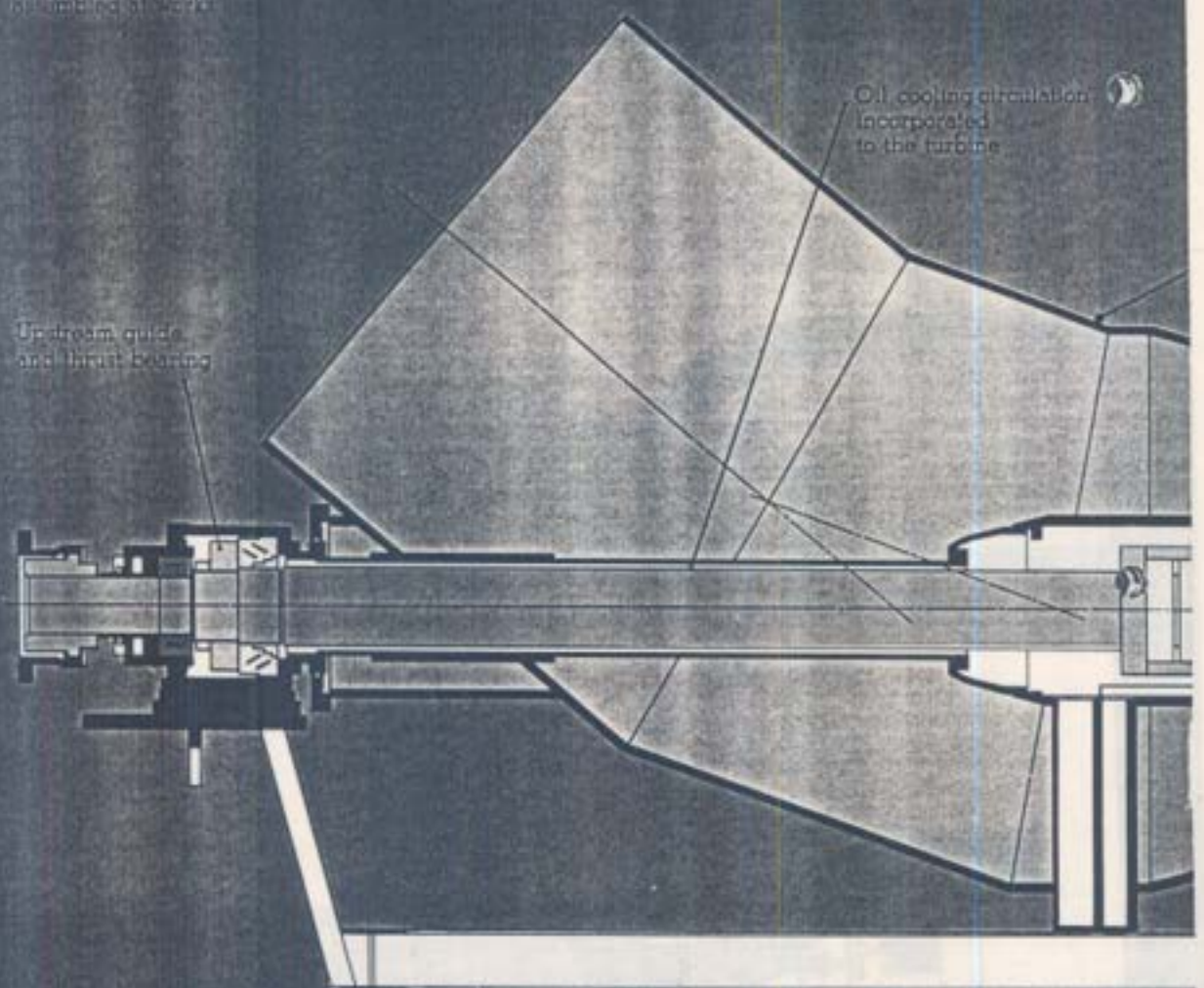
END OF PENSTOCK LAYOUT WITH UPSTREAM BUTTERFLY VALVE

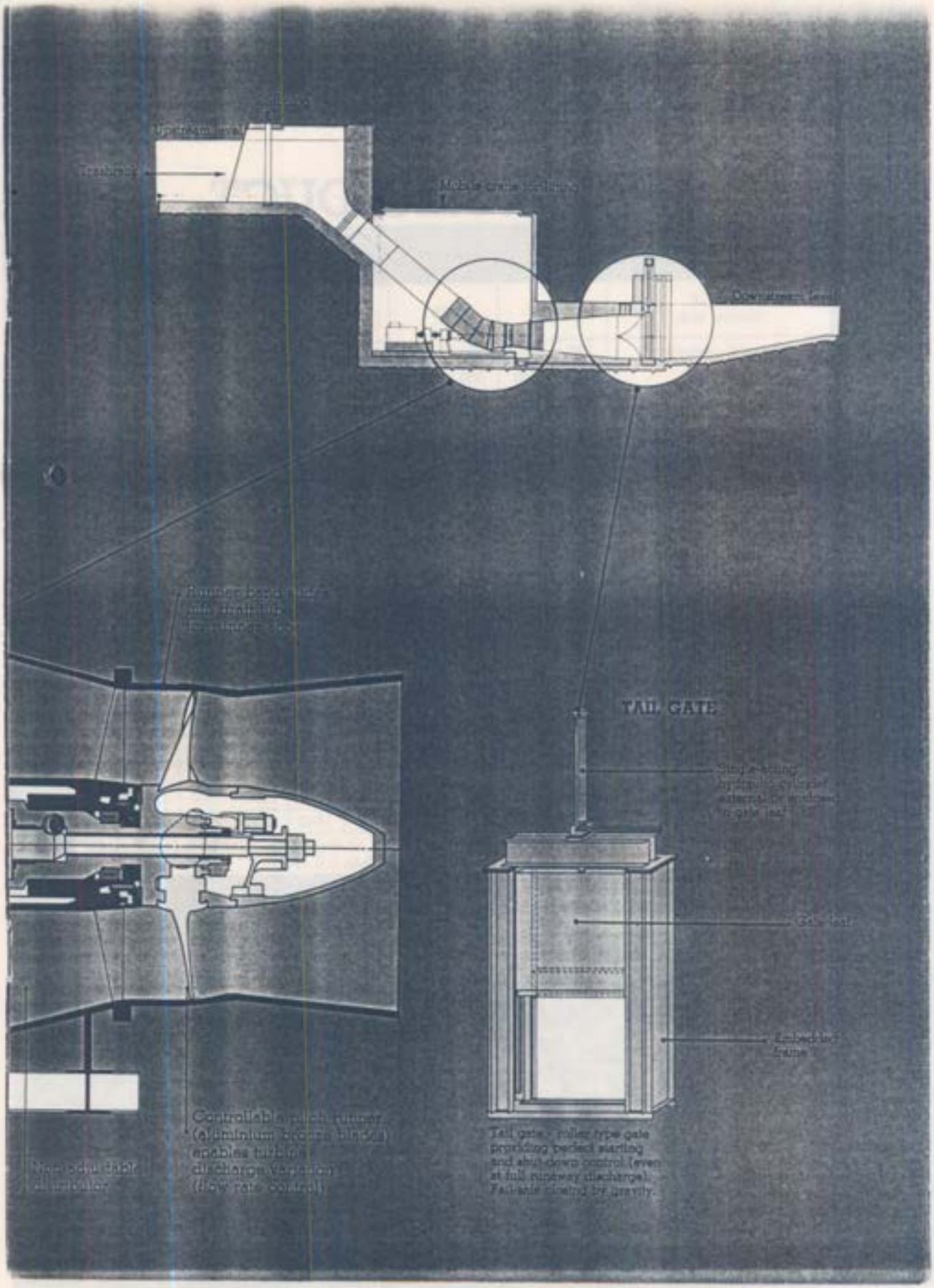


LAYOUT WITH DOUBLE UPSTREAM ELBOW IN A 45° PLANE



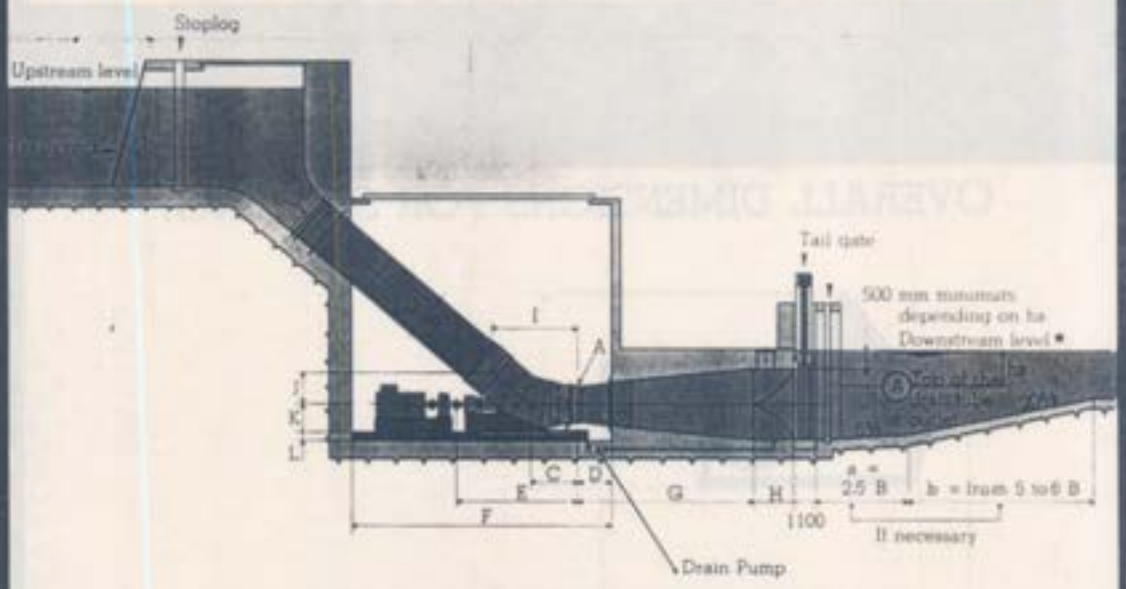
DESCRIPTION OF A TYPICAL UNIT

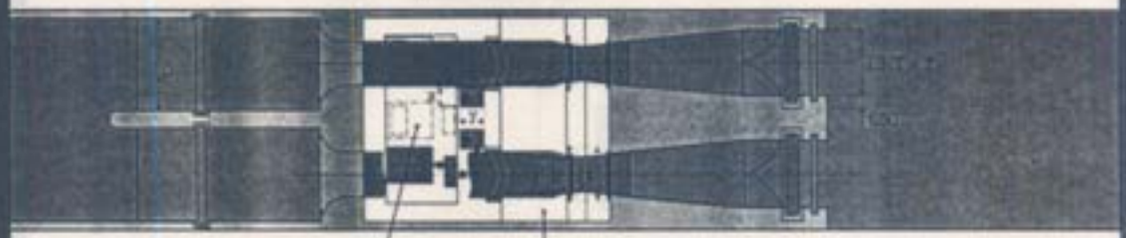



TAIL GATE
Controllable pitch runner (aluminum bronze blades) enables turbine discharge variation (flow rate control)
Tail gate - roller type gate providing perfect starting and shutdown control (even at full runaway discharge). Tail gate closing by gravity.

STANDARDISED DIMENSIONS FOR HYDRAULIC DUCT

Type of runner hub	320		405		500		640		810	
Runner diameter	750	850	950	1060	1180	1320	1500	1700	1900	2120
B	750	850	950	1060	1180	1320	1500	1700	1900	2120
C	935	1060	1195	1320	1460	1635	1870	2120	2365	2640
D	705	705	890	890	1090	1090	1370	1370	1720	1720
E	2410	2730	3050	3410	3800	4240	4815	5115	6100	7100
F	5820	6460	7100	7810	8600	9480	10630	11230	14000	15600
G	3495	3965	4335	4955	5426	6150	7050	7990	8925	9960
H	800	910	1015	1130	1260	1410	1600	1810	2030	2260
I	1700	1930	2150	2405	2655	2970	3400	3855	4305	4805
J	645	730	815	910	1005	1125	1285	1455	1630	1820
K	550	625	700	780	860	965	1100	1245	1390	1550
L	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
M	940	1065	1190	1330	1480	1655	1880	2130	2380	2660
M1	1200	1360	1520	1700	1890	2110	2400	2720	3040	3390
M2	1050	1190	1330	1480	1650	1850	2100	2380	2660	3000
E1 mini	1480	1645	1820	2030	2245	2510	2850	3230	3610	4030
T	1420	1610	1780	2010	2220	2500	2900	3200	3670	4030
X	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Y	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300
Z	1110	1260	1395	1555	1735	1940	2220	2520	2810	3135
N×O	To be defined for each project so that the flowrate in the trash racks is less than 0.8 m³/sec									

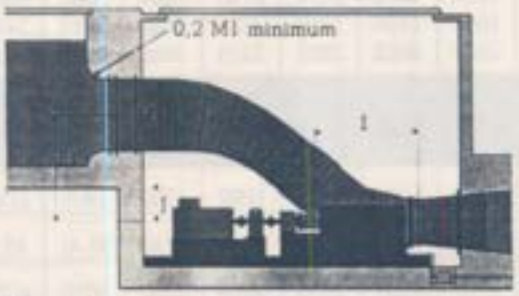




Position of generator and speed increaser during installation

Concrete turbine anchor block

Low-level intake



Intake for butterfly valve

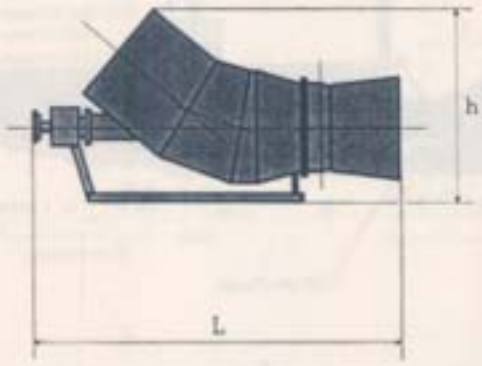
■ Phase 1

■ Phase 2

* Tail water level corresponding to the head and discharge for which runner setting (ha) was defined.

DIMENSIONS AND WEIGHT OF EQUIPMENT

OVERALL DIMENSIONS FOR SHIPPING:

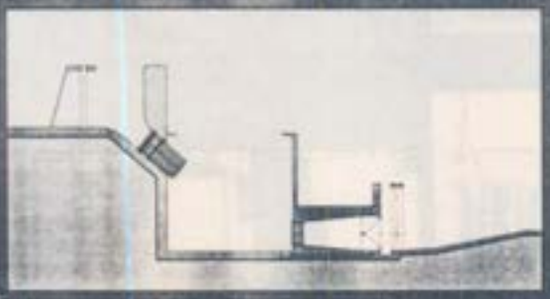


Runner diameter	750	850	950	1060	1180	1320	1500	1700	1900	2120
L (mm)	3095	3415	3920	4280	4870	5310	6165	6465	7800	8800
l (mm)	1110	1260	1395	1555	1735	1940	2220	2520	2810	3135
h (mm)	1669	1877	2104	2332	2603	2895	3315	3726	4202	4659

Runner diameter	750	850	950	1060	1180	1320	1500	1700	1900	2120
Weight of turbine	3,6	3,8	4,0	5,0	7,15	9,66	15,0	20,63	30,41	40,0
Sluice dimensions	1420	1610	1780	2010	2220	2500	2900	3200	3670	4030
Tail gate weight (for maximal head)	5	6	7	9	10	12	15	17	21	25

TYPICAL SITE ERECTION

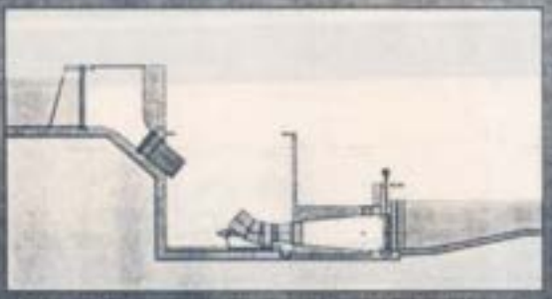
These illustrations show site erection of a standardized horizontal Kaplan with upstream elbow.



1

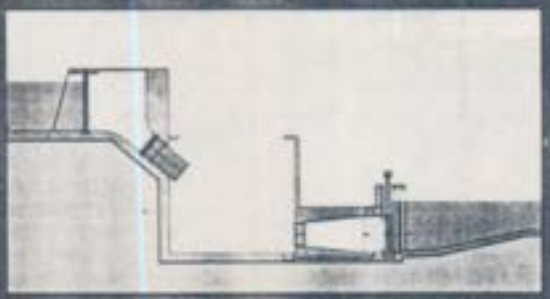
— First phase concrete is completed. Block-outs are prepared for second phase concreting (the draft tube gate, stoplog).

The downstream embedded parts and the duct entrance block may also be directly embedded in the 1st phase concrete.



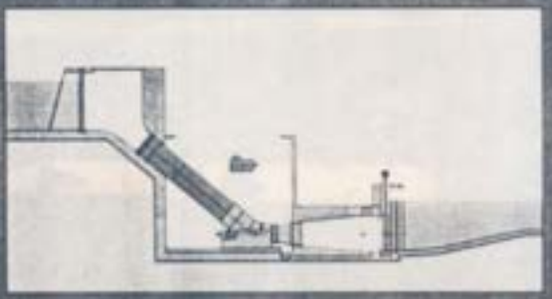
4

— Positioning and fixing of the turbine on the anchoring parts.



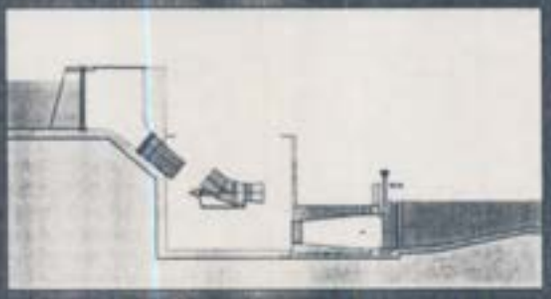
2

— Positioning and concreting the turbine and draft tube, if they are not sealed in prestressed concrete.
— Positioning the embedded parts of the gate and stoplog.
— Positioning the gate test and emergency closure.
— Concreting the gate and stoplog.



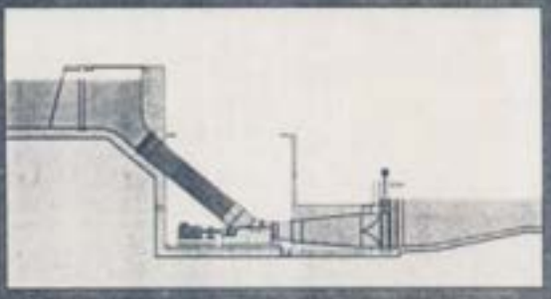
5

— Pouring of second phase concrete.
— Duct positioning.
— Thrust block adjustment.
— If applicable, erection of speed increaser and coupling with turbine.
— Lowering the generator.



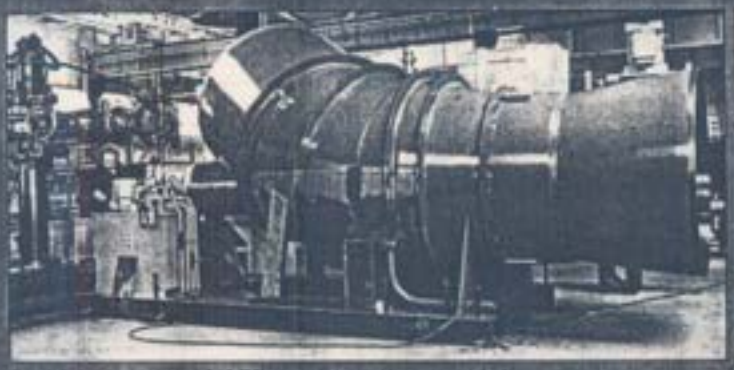
3

— Lowering the turbine with draft tube and runner blades assembled.



6

— Positioning the generator.
— Connecting generator and turbine (or the speed increaser).
— Connecting electrical cables.
— The unit is ready for testing and commissioning.



Runner of one of the turbines of L'AGE 2 820 kW under head of 10 m

Runner of one of the turbines of CHAMPSANGLARD - 2 330 kW under head of 17.6 m

CHAMPSANGLARD dam/power house

At your request, NEYRPIC can also supply switchgear as far as overhead power lines, as well as civil works outline drawings.

Apart from the standardised low head units, NEYRPIC builds to order all kinds of small turbines.

NEYRPIC

GRENOBLE - FRANCE

Services Minicentrales Normalisées

Rue Général-Marchand B.P. 75
38041 GRENOBLE CEDEX - FRANCE
Tél. (76) 90 48 00 - Télex 320 750 F

132 A

GROUPES HYDROELECTRIQUES NORMALISES POUR BASSES CHUTES

GROUPES BULBES A MULTIPLICATEUR COAXIAL

NEYRPIC
GROUPE CREUSOT-LOIRE
Service Minicentrales
Normalisées

de 1000 à 5000 kW

LES BULBES A MULTIPLICATEUR COAXIAL DE NEYRPIC :

- 3 TYPES DE CORPS DE BULBE
- 7 DIAMÈTRES DE ROUES

En complément d'une gamme normalisée allant de 100 à 1300 kW*,
NEYRPIC présente une autre gamme normalisée :
- pour basses chutes : 3 à 19 m environ
- pour faibles débits : 15 à 65 m³/s environ
- pour faibles puissances : 1000 à 5000 kW environ

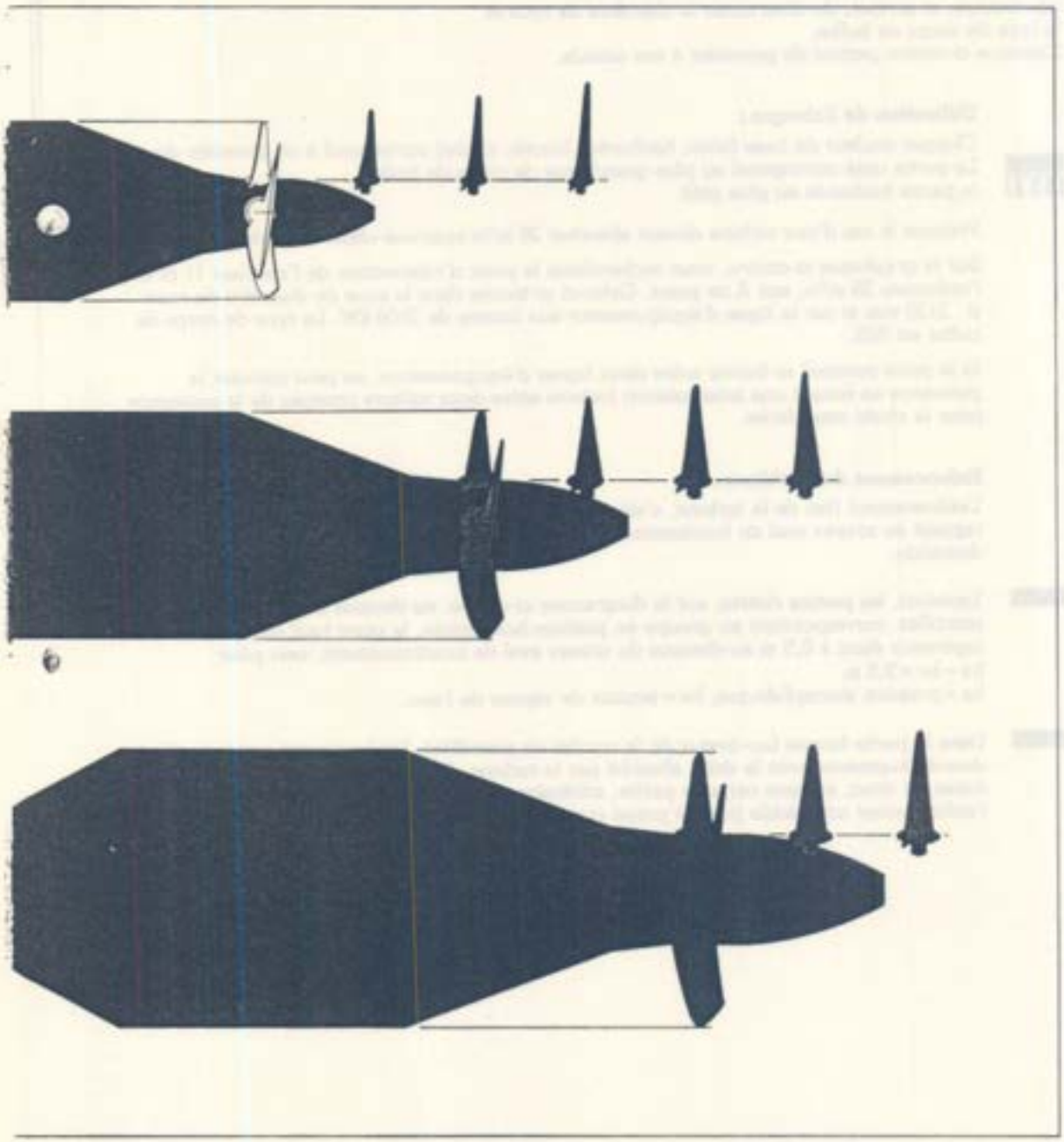
Cette gamme comprend
3 types de corps de bulbe :
- 640
- 810
- 1000

Chaque type de corps de bulbes, qui caractérise
- un diamètre de moyeu de roue,
- un type de multiplicateur,
- un type de machine tournante électrique,

peut être utilisé avec 3 ou 4 diamètres de roues différents.

Il existe **7 diamètres de roues.**

* Cette gamme fait l'objet d'une brochure concernant les turbines type bulbe à renvoi d'angle.



CHOIX DU DIAMETRE DE ROUE ET DU TYPE DE CORPS DE BULBE

En connaissant la chute nette et le débit unitaire de la turbine, il est facile d'estimer la puissance aux bornes de la génératrice, et surtout, de déterminer le diamètre de roue et le type de corps de bulbe.
L'abaque ci-contre permet de procéder à ces calculs.

Utilisation de l'abaque :

Chaque couleur de base (unie, hachurée, foncée, claire) correspond à un diamètre de roue.
La partie unie correspond au plus grand type de corps de bulbe, la partie hachurée au plus petit.

Prenons le cas d'une turbine devant absorber 28 m³/s sous une chute nette de 11 m.

Sur le graphique ci-contre, nous recherchons le point d'intersection de l'abscisse 11 m et de l'ordonnée 28 m³/s, soit A ce point. Celui-ci se trouve dans la zone de diamètre de roue Ø 2120 mm et sur la ligne d'équipuissance aux bornes de 2500 kW. Le type de corps de bulbe est 810.

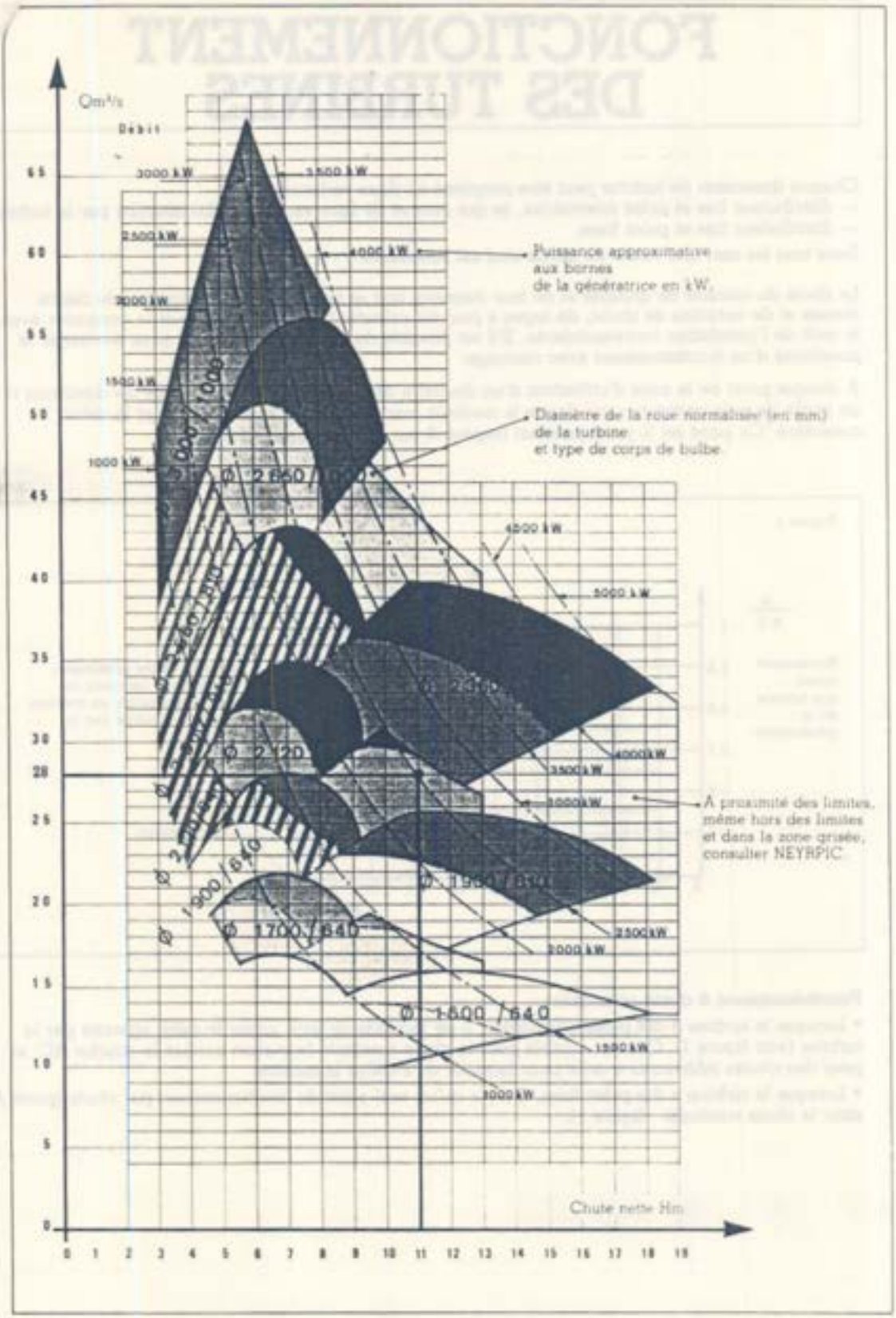
Si le point nominal se trouve entre deux lignes d'équipuissance, on peut calculer la puissance en faisant une interpolation linéaire entre deux valeurs connues de la puissance pour la chute considérée.

Enfoncement des turbines :

L'enfoncement (hs) de la turbine, c'est-à-dire la position du point haut de la roue par rapport au niveau aval de fonctionnement sera défini dans chaque cas par NEYRPIC sur demande.

Toutefois, les parties claires, sur le diagramme ci-contre, au-dessous de la courbe en pointillés, correspondent au groupe en position horizontale, le point haut de la sortie aspirateur étant à 0,5 m au-dessous du niveau aval de fonctionnement, ceci pour :
ha – hv = 9,5 m
ha = pression atmosphérique, hv = tension de vapeur de l'eau.

Dans la partie foncée (au-dessus de la courbe en pointillés), l'enfoncement pour une chute donnée augmente avec le débit absorbé par la turbine. La limite supérieure d'utilisation des roues est donc, sur une certaine partie, arbitraire et dépend entre autres paramètres, de l'enfoncement admissible pour le projet considéré.


Qm³/s
Débit
Chute nette Hn
Puissance approximative aux bornes de la génératrice en kW.
Diamètre de la roue normalisée (en mm) de la turbine et type de corps de bulbe
A proximité des limites, même hors des limites et dans la zone grisée, consulter NEYRPIC
3000 kW
3500 kW
2500 kW
4000 kW
2000 kW
1500 kW
1000 kW
4500 kW
5000 kW
3500 kW
2500 kW
1500 kW
Ø 2650 / 1000
Ø 2360 / 1000
Ø 2120
Ø 1900 / 640
Ø 1700 / 640
Ø 1500 / 640

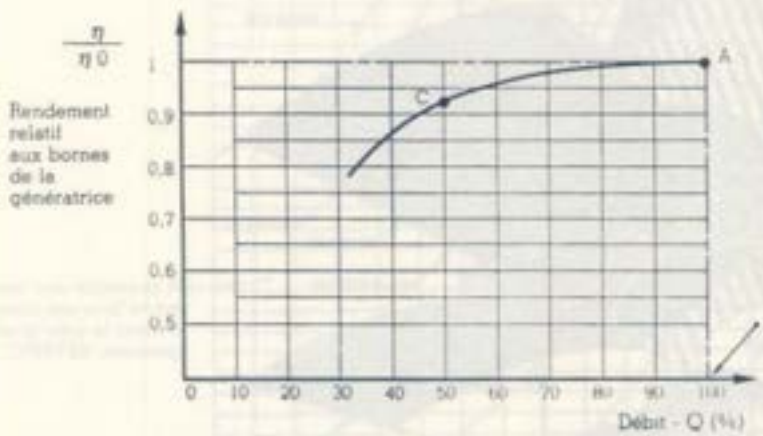
FONCTIONNEMENT DES TURBINES

Chaque dimension de turbine peut être proposée en deux variantes :
— distributeur fixe et pales orientables, ce qui permet de faire varier le débit absorbé par la turbine,
— distributeur fixe et pales fixes.
Dans tous les cas, une vanne de garde aval est nécessaire.

Le choix du nombre de groupes et de leur diamètre doit se faire à l'aide des courbes de débits classés et de variation de chute, de façon à pouvoir calculer l'énergie produite et la comparer avec le coût de l'installation correspondante. S'il est possible de stocker l'eau, il faut aussi envisager la possibilité d'un fonctionnement avec marnage.

A chaque point de la zone d'utilisation d'un diamètre de roue correspond un angle de directrice et un angle de pale particulier qui donne le meilleur rendement pour la chute nette et le débit considéré. Ce point est le point nominal (repéré A sur les diagrammes ci-après).

Figure 1



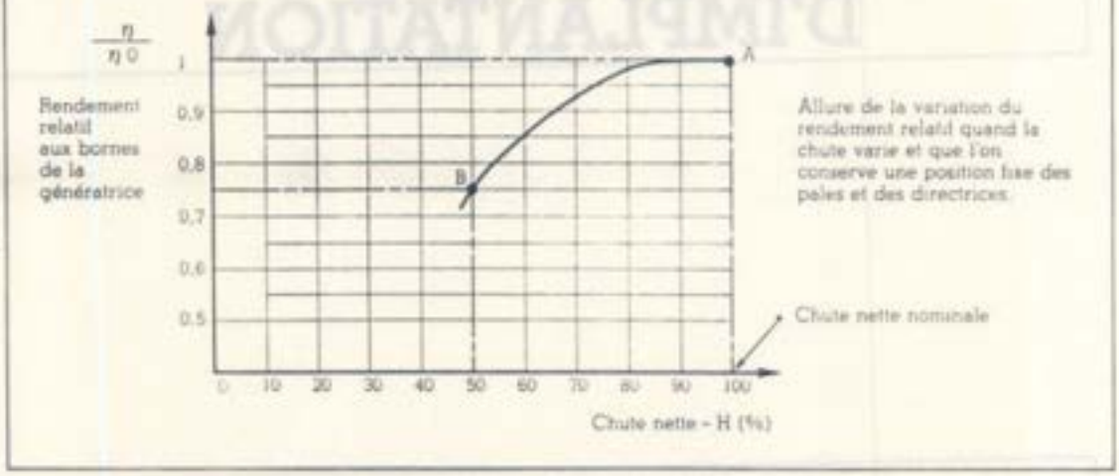
Pour la chute nominale : allure de la variation du rendement relatif en fonction du débit absorbé par la turbine.

Fonctionnement à chute constante :

• Lorsque la turbine a des pales orientables, il est possible de faire varier le débit absorbé par la turbine (voir figure 1). Ceci est valable pour la chute nominale (variation suivant la courbe AC) et pour des chutes inférieures à celle pour laquelle on a défini la turbine.

• Lorsque la turbine a des pales fixes, il n'y a qu'un seul point de fonctionnement par chute (point A pour la chute nominale - figure 1).

Figure 2



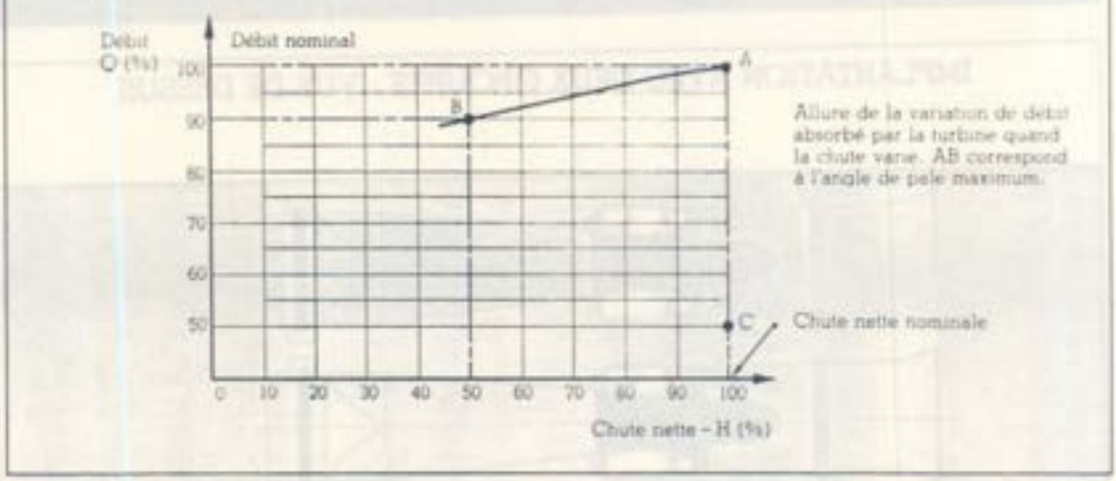
Fonctionnement à chute variable :

Les figures 2 et 3 donnent l'allure des variations de débit et de rendement relatif lorsque la chute varie et que l'on est à ouverture nominale des pales (courbe AB), aussi bien pour des pales orientables que pour des pales fixes.

De plus, pour les turbines à pales orientables, il existe une zone de fonctionnement au-dessous de la courbe AB (figure 3) correspondant à différentes inclinaisons de pales et ce, dans la majorité des cas, jusqu'à au moins 50% du débit nominal (point C sur la figure 3) pour la chute nominale.

La puissance fournie par la turbine P en kW = $9{,}81 \times H \times Q \times \eta$ change quand on s'écarte du point nominal, car indépendamment de la variation de chute, le rendement et le débit absorbé par la turbine varient aussi.

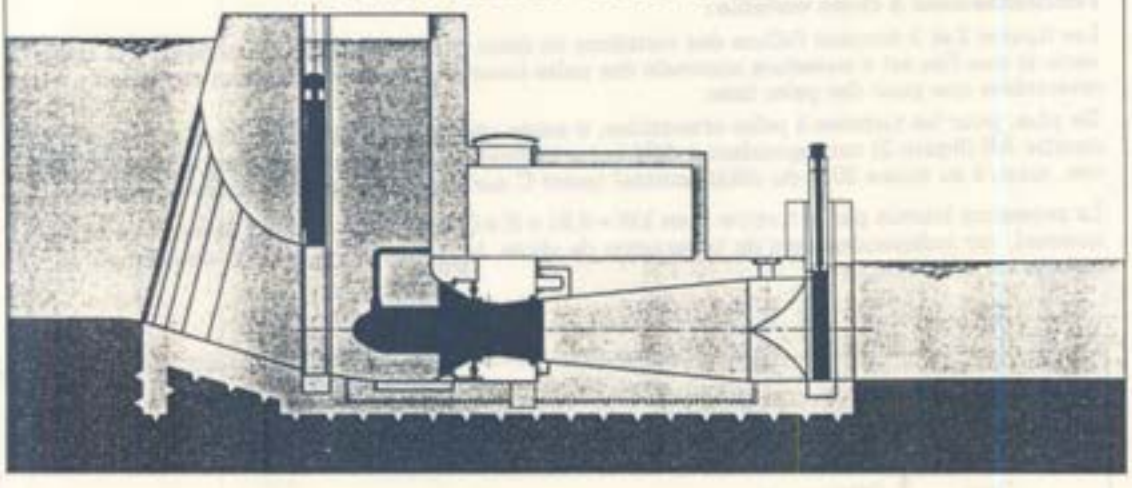
Figure 3



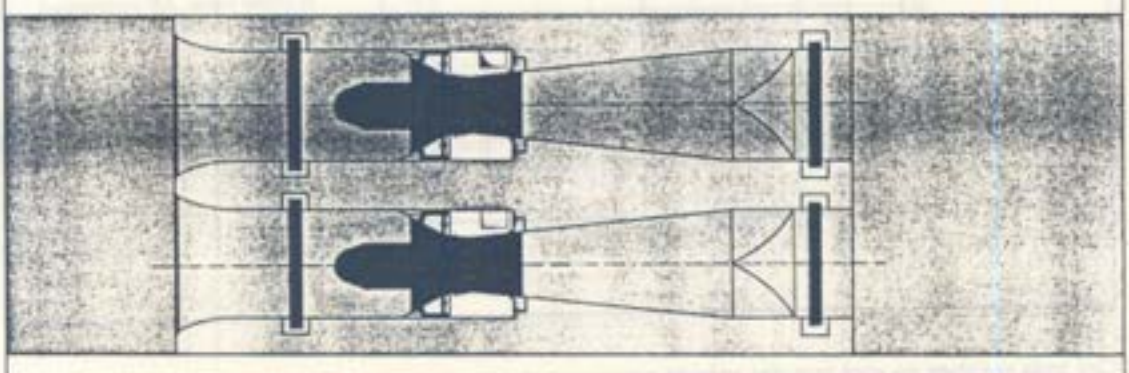
Ces trois courbes ne sont que des valeurs moyennes et approximatives des variations des différents paramètres. Leur utilisation peut toutefois être envisagée au stade de l'avant-projet.

TYPES D'IMPLANTATION

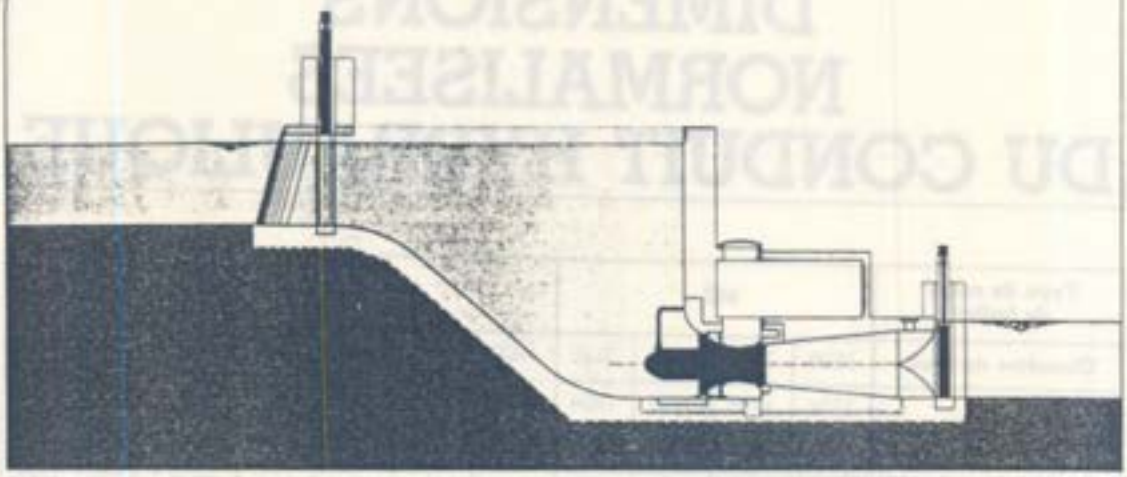
IMPLANTATION EN CHAMBRE D'EAU



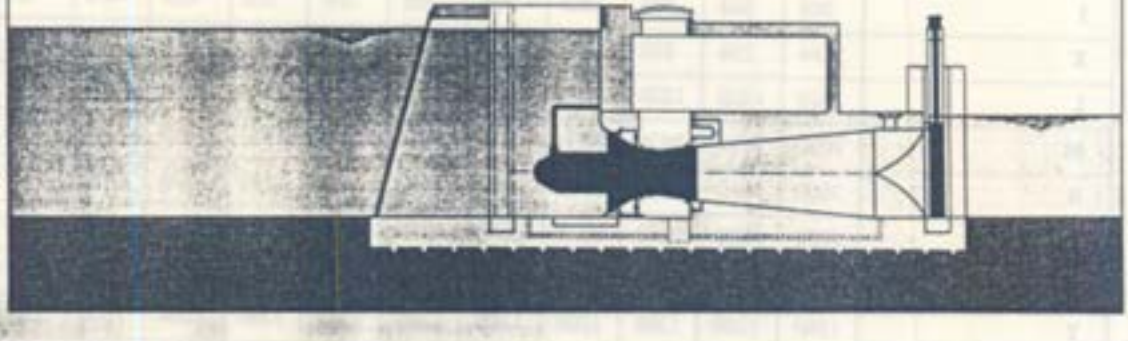
IMPLANTATION AVEC DEUX GROUPES - VUE DE DESSUS



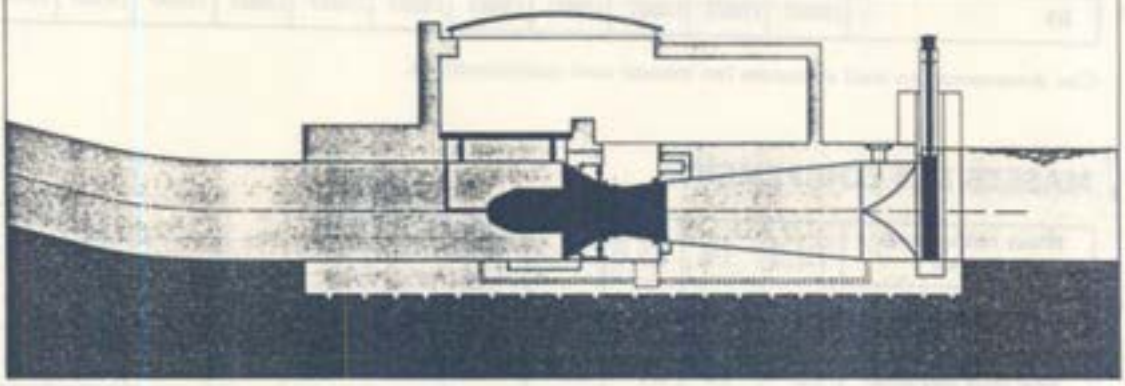
IMPLANTATION EN CHAMBRE D'EAU - PRISE HAUTE



IMPLANTATION EN CHAMBRE D'EAU POUR TRES BASSES CHUTES



IMPLANTATION EN BOUT DE CONDUITE



DIMENSIONS NORMALISEES DU CONDUIT HYDRAULIQUE

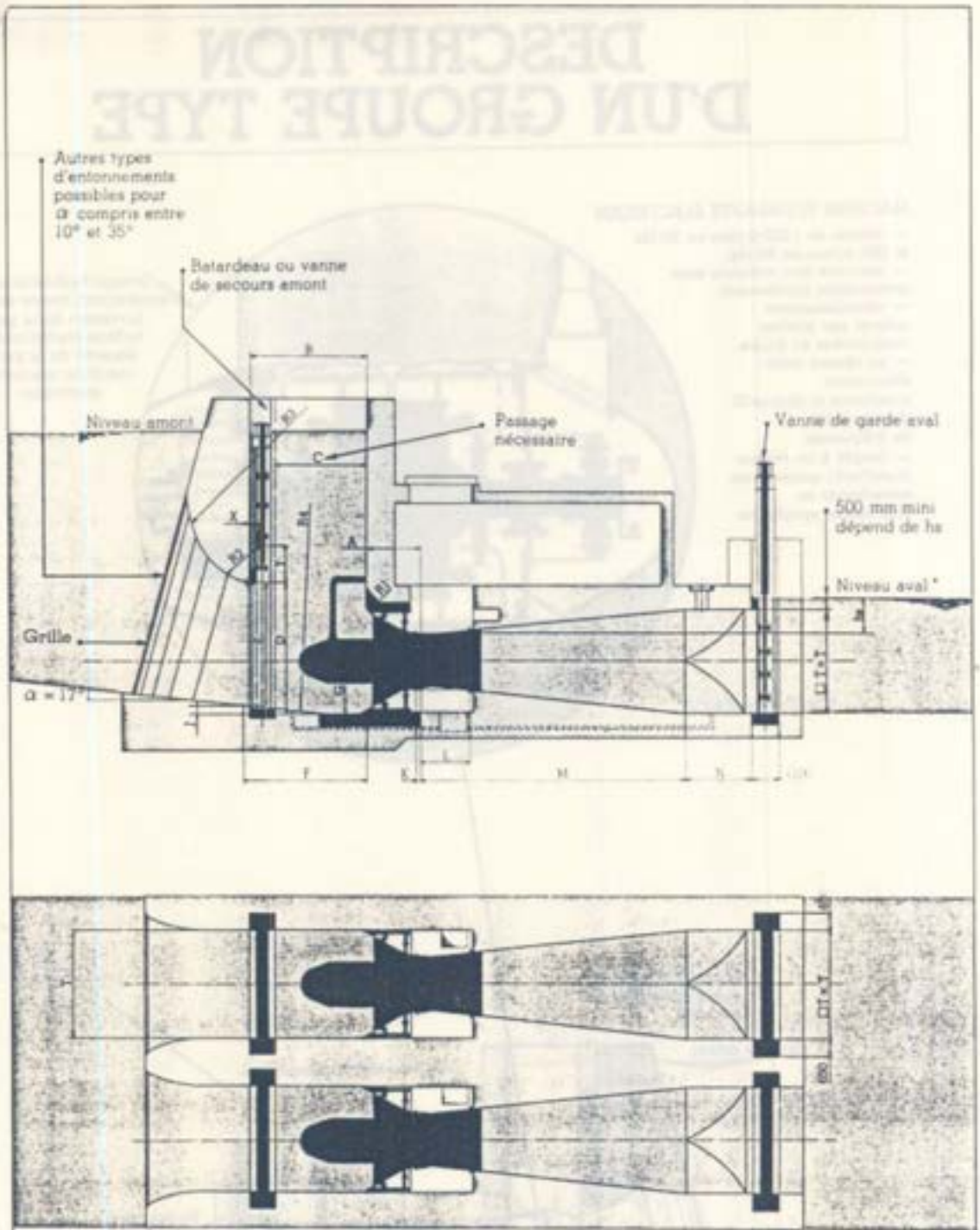
Type de corps de bulbe	640				810				1000		
Diamètre de roue	1500	1700	1900	2120	1900	2120	2360	2650	2360	2650	3000
A	1734	1748	1775	1804	2195	2212	2246	2283	2710	2730	2773
B	4920	4920	4920	4920	4920	4920	4920	4920	6060	6060	6060
C	3900	3900	3900	3900	3900	3900	3900	3900	5000	5000	5000
D	4196	4445	4767	5032	5000	5267	5616	5984	5173	6538	7015
E	3741	3990	4306	4577	4545	4811	5161	5529	4613	5978	6455
F	4764	4764	4764	4764	4764	4764	4764	4764	5868	5868	5868
G	1450	1600	1835	2015	1835	2015	2265	2515	2265	2515	2850
J	368	368	368	368	368	368	368	368	453	453	453
K	184	209	233	260	233	260	290	325	290	325	368
L	1320	1320	1320	1320	1670	1670	1670	1670	2060	2060	2060
M	7050	7990	8925	9960	8925	9960	11085	12450	11085	12450	14095
N	1600	1810	2030	2260	2030	2260	2520	2830	2520	2830	3200
T	2900	3200	3670	4030	3670	4030	4530	5030	4530	5030	5700
X	143	143	143	143	143	143	143	143	176	176	176
Y	1288	1288	1288	1288	1288	1288	1288	1288	1586	1586	1586
R1	428	457	509	568	542	575	644	719	447	475	530
R2	1284	1284	1284	1284	1284	1284	1284	1284	1582	1582	1582
R3	**A définir pour chaque projet, de façon à avoir, dans les grilles, une vitesse inférieure à 0.8 m/s.**										
R4	15897	15897	15897	15897	15897	15897	15897	15897	19580	19580	19580

Ces dimensions (en mm) et masses (en tonnes) sont approximatives.

MASSES DES ÉQUIPEMENTS

Masse turbine avec multiplicateur	12,5	14	15,8	18,2	24,1	26,3	29,6	34,3	40,8	45,4	52,5
masse génératrice	10	10	10	10	14	14	14	14	19	19	19
masse vanne (pour chute maximum)	15	17	21	25	21	25	32	31	32	31	30

137 A

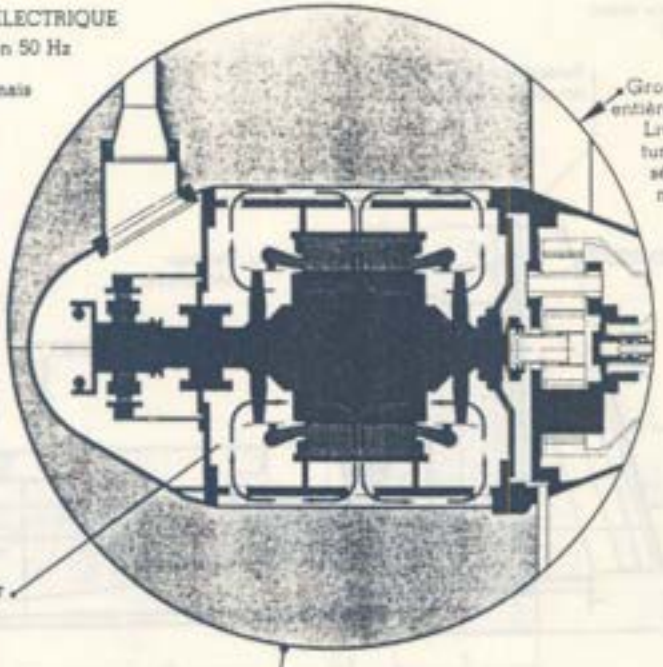


* Niveau aval correspondant à la chute et au débit pour lesquels l'enfoncement (ha) a été délimi...

DESCRIPTION D'UN GROUPE TYPE

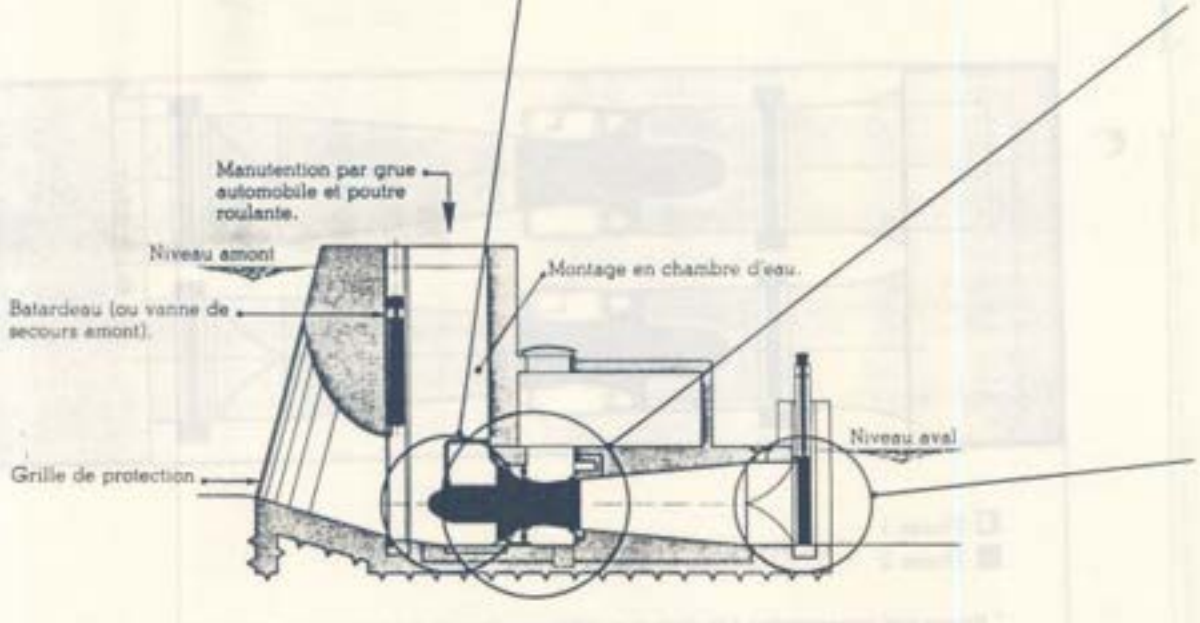
MACHINE TOURNANTE ÉLECTRIQUE

— vitesse de 1000 tr/min en 50 Hz et 900 tr/min en 60 Hz.
— machine non visitable mais démontable rapidement.
— refroidissement naturel par ailettes incorporées au bulbe.
— en réseau isolé : alternateur synchrone et dispositif de régulation de fréquence.
— couplé à un réseau important : génératrice asynchrone ou alternateur synchrone



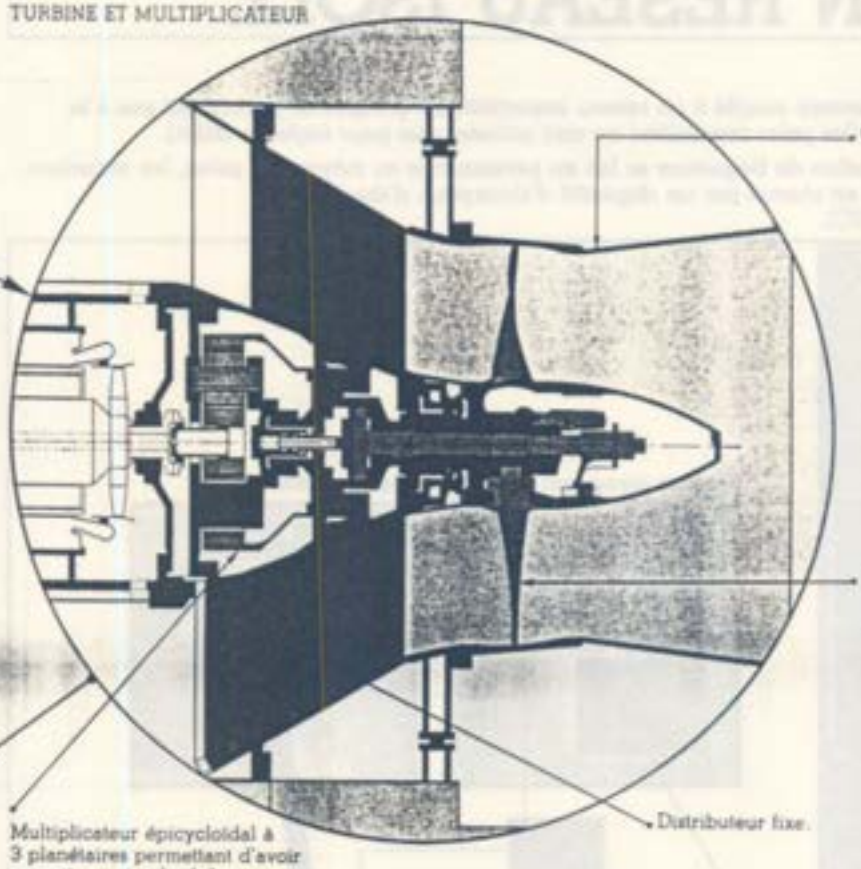
Groupe hydroélectrique entièrement monté en atelier. Livraison de la partie turbine/multiplicateur séparée de la partie machine tournante électrique.

Circulation d'air



Conduit hydraulique rectiligne diminuant les pertes d'énergie et le volume de génie civil.

TURBINE ET MULTIPLICATEUR



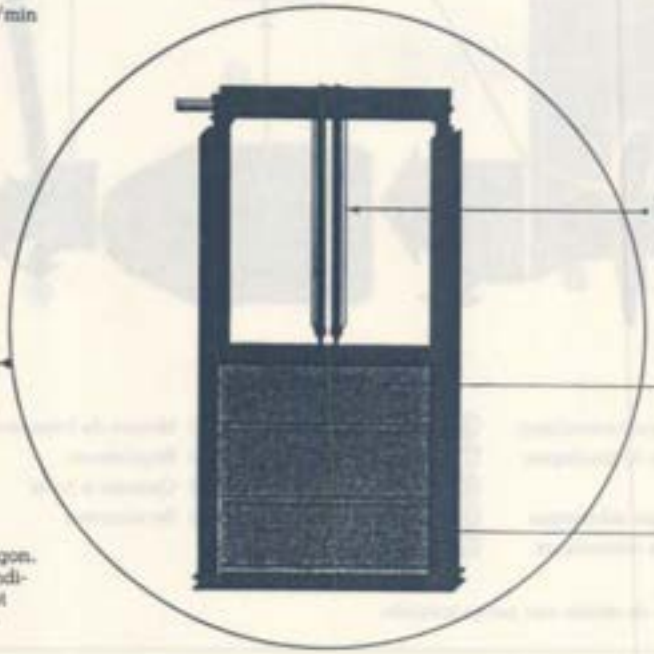
Ceinture de roue coulissante dans le conduit aval pour visite de la roue.

Roue à pales orientables (en bronze d'aluminium) permettant de faire varier le débit turbiné (asservissement à un débit). Possibilité d'avoir aussi des pales fixes.

Distributeur fixe.

Multiplicateur épicycloïdal à 3 planétaires permettant d'avoir une vitesse standard de sortie - 1000 tr/min en 50 Hz et 900 tr/min en 60 Hz.

VANNE DE GARDE AVAL



Vérins simple effet.

Tablier en 1, 2 ou 3 éléments.

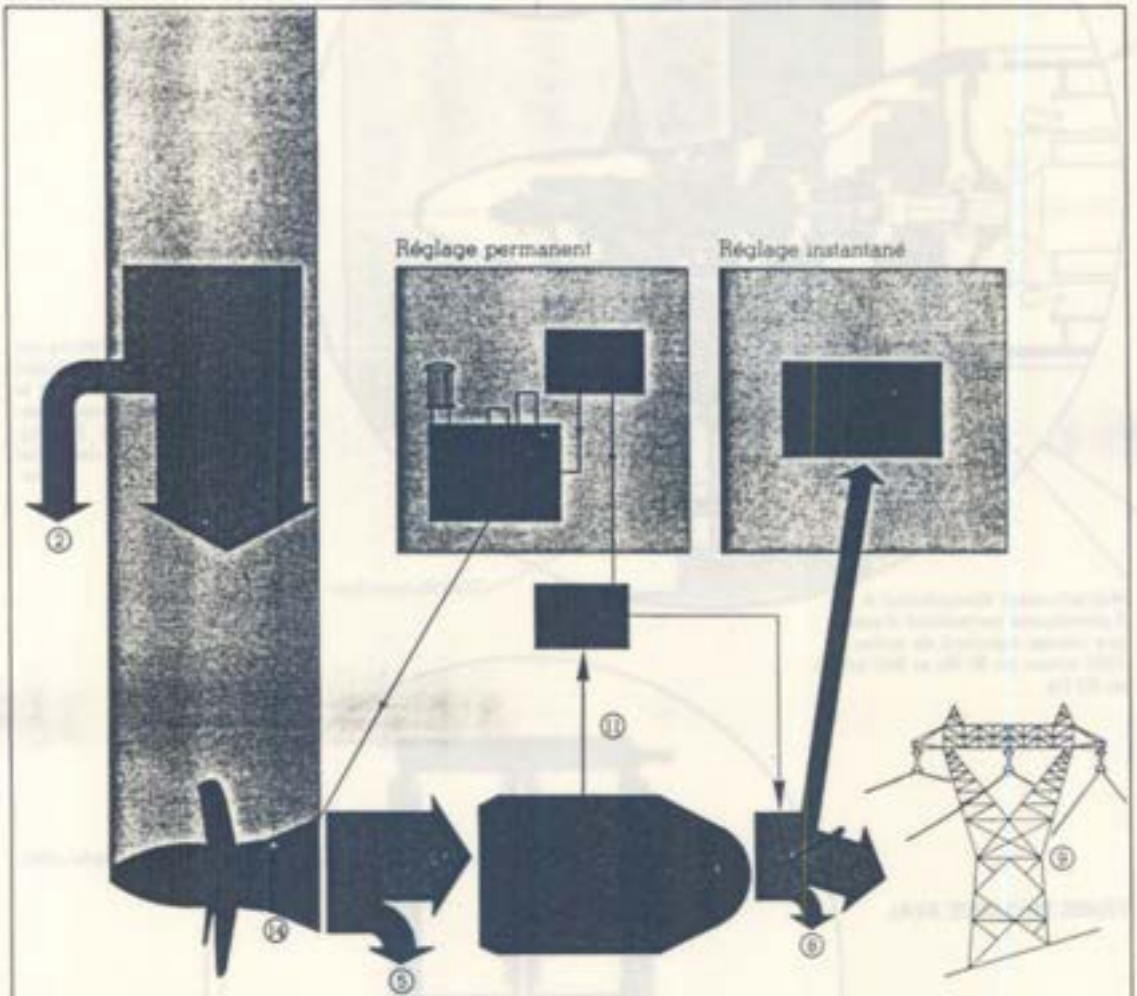
Pièces fixes.

Vanne de garde aval, type wagon. Assure dans les meilleures conditions la mise en route ou l'arrêt du groupe (même à l'emballement). Fermeture par gravité.

FONCTIONNEMENT EN RESEAU ISOLE

Dans le cas de fonctionnement couplé à un réseau important, les groupes ne participent pas à la régulation de fréquence (les pales orientables ne sont utilisées que pour régler le débit).

En réseau isolé, la régulation de fréquence se fait en permanence au moyen des pales, les variations instantanées étant prises en charge par un dispositif d'absorption d'énergie (système breveté NEYRPIC).



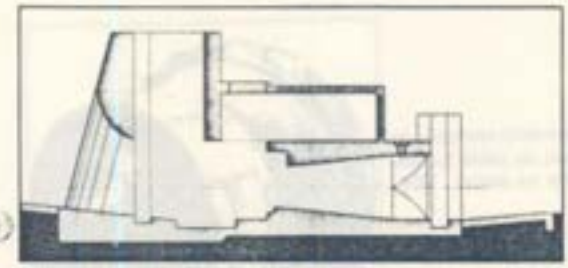
① Energie hydraulique
② Pertes hydrauliques
③ Roue
④ Energie mécanique
⑤ Pertes mécaniques
⑥ Alternateur
⑦ Energie électrique
⑧ Pertes électriques
⑨ Réseau
⑩ Dissipateur d'énergie
⑪ Mesure de fréquence
⑫ Régulateurs
⑬ Centrale à huile
⑭ Servomoteur

Pour plus de détails voir notice spéciale.

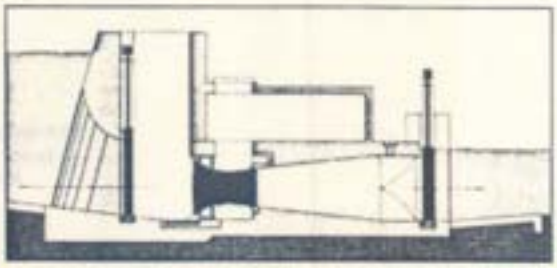
MONTAGE TYPE SUR LE SITE

Ces figures montrent le montage sur le site d'un groupe bulbe normalisé à multiplicateur coaxial. Le cas envisagé est celui d'un montage en chambre d'eau.

Le montage peut être exécuté avec une poutre roulante et une grue automobile.

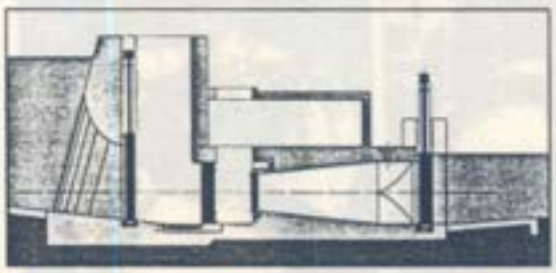


Le béton primaire de la Centrale est complètement terminé. Des réserves pour le béton secondaire sont prévues (turbine, vanne, batardeau).
La pièce de scellement aval de la turbine peut éventuellement être mise directement en place dans le béton primaire.



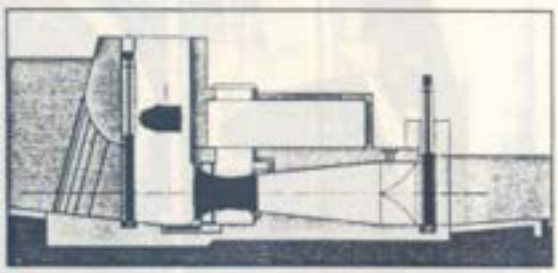
3

- Mise en place et fixation du distributeur sur les pièces fixes.
- Mise en place de la ceinture de roue.
- Mise en place de la centrale à huile et du bac de pressurisation.
- Raccordement des tuyauteries.



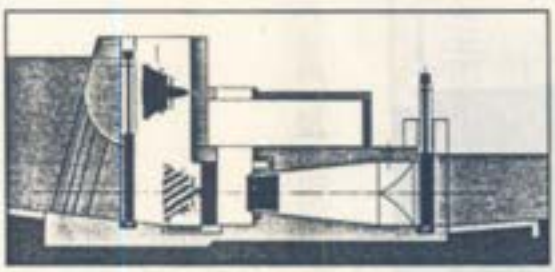
1

- Mise en place puis bétonnage des pièces de scellement de la turbine.
- Mise en place des pièces de scellement des vannes et batardeaux.
- Mise en place des tabliers et vérins.
- Bétonnage des vannes et batardeaux.



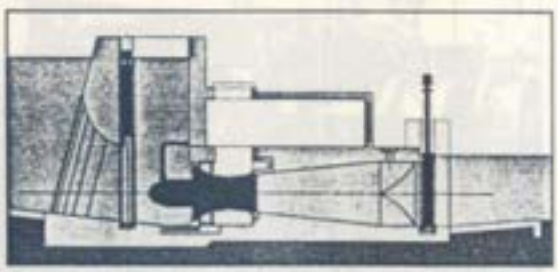
4

- Descente de la machine tournante électrique.



2

- Descente de la ceinture de roue et introduction dans l'aspirateur.
- Descente du distributeur (avec roue et multiplicateur montés).
- Dépose du distributeur sur les chemins de roulement.



5

- Mise en place de la machine tournante électrique — fixation sur le distributeur.
- Accouplement machine tournante électrique-multiplicateur.
- Fermeture de l'ogive.
- Raccordement des câbles électriques.
- Le groupe est prêt pour essais et mise en route.

NEYRPIC

GROUPE CREUSOT-LOIRE

Service Minicentrales Normalisées

Siège social :
75, rue Général-Mangin
38100 Grenoble France

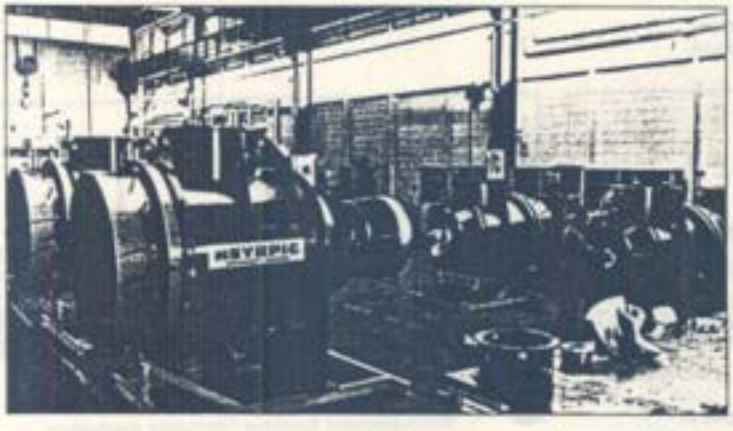
B.P. 75 Centre de Tri
38041 Grenoble Cedex France
Tél. (76) 96.48.30
Télex 320750 Grenoble
Télégrammes Neyrpic Grenoble

Siret 309 021 749 00028
Code APE 2407

Une des premières réalisations faites avec de petits bulbes montés en atelier. 1953.

Roues de bulbe sans ceinture en atelier. 1980-1981.

Roue de bulbe avec ceinture sur le site. 1980-1981.



Turbines de la gamme de 100 à 1300 kW.

NEYRPIC peut, si le client le désire, fournir les équipements électriques jusqu'au départ de ligne ainsi que les plans guides de génie civil.

Indépendamment de ces gammes normalisées pour basse chute, NEYRPIC peut fournir à la demande tout type de turbine de faible puissance.

140 A

RENSEIGNEMENTS A FOURNIR POUR TOUT PROJET

Pour nous permettre un dimensionnement optimum des groupes standards et pouvoir apporter une réponse sur les différents aspects pratiques de votre projet, nous vous prions de bien vouloir remplir la fiche ci-dessous :

Nom client :

Adresse :

Nom de la rivière :

Nom du site :

Mettre une croix dans la case qui vous concerne.

Pour les équipements hydroélectriques :

■ Chute et ses variations éventuelles en fonction du débit :
La variation de chute est due à :

☐ un marnage ☐ une remontée du niveau aval quand le débit augmente

	Nominal	Maxi	Mini	Autres valeurs caractéristiques				
Chute brute m								
Chute nette m								
Débit m^3/s				0				

– Loi de variation débit niveau aval :

	Nominal	Maxi	Mini	Autres valeurs caractéristiques				
Niveau aval m								
Débit m^3/s				0				

■ Courbe des débits classés et éventuellement débit d'équipement :

Débit m^3/s								
Nbre de jours*								

* Nombre de jours ... débit spécifié ci-dessus ou égal au débit garanti.

■ Variation du niveau amont :
nominal : _____ m - maxi : _____ m - mini : _____ m

■ Altitude de la centrale par rapport au niveau de la mer Z = m

■ Température maximale de l'eau : t = °C

Plan topographique du site ou de l'ancienne centrale à rénover

■ Type de réalisation projeté :

☐ en pied de barrage ☐ en bout de conduite
☐ sur canal ☐ autre

■ Mode de fonctionnement :
☐ en réseau isolé ☐ couplé à un réseau important

— Pour les réseaux isolés, courbe de consommation journalière projetée.

— S'il existe une retenue, courbe de variation du volume de la retenue en fonction du niveau du plan d'eau amont.

— Fréquence du réseau : ☐ 50 Hz ☐ 60 Hz

— Tension de la ligne moyenne tension :

Pour le génie civil :

— Sol : nature des alluvions et du rocher, résultats des sondages et carottage, perméabilité, taux de travail admissible.

— Eau : lignes de niveau amont et aval en fonction des débits.

— Topographie : plans détaillés des lieux, des accès avec implantation proposée de l'usine.

— Réalisation : origine des matériaux, souhaits pour le béton et les étanchéités, etc.

Fourniture demandée :

☐ turbine avec multiplicateur et machine tournante électrique ☐ synchrone ☐ asynchrone, saisie de cavité aval

☐ équipements électriques et automatismes :
- ☐ basse tension
- ☐ transformateur
- ☐ moyenne tension
- ☐ automatismes

☐ plans guides de génie civil

NEYRPIC
GRENOBLE - FRANCE

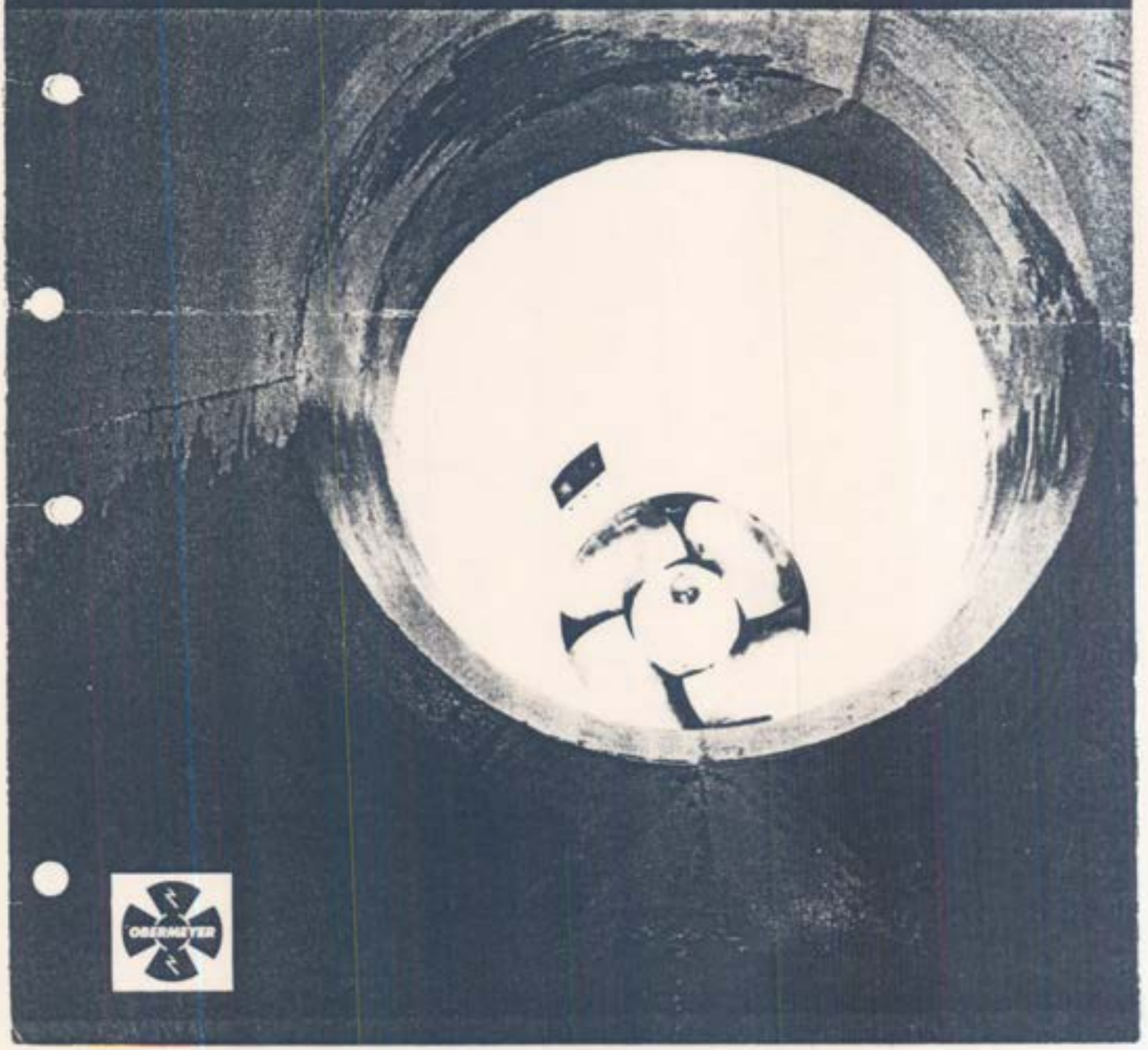
Service Minicentrales Normalisées

B.P. 75 Centre de Tri
38041 Grenoble Cedex France

OHT-787

OBERMEYER....

at the frontier of a new era in hydropower technology.



OBERMEYER

142 A

THE CHOICE IS THE ALTERNATIVE...

A decade ago the economic realities of the hydropower market place indicated a strong demand for a reduction in the cost of hydropower installations. Recognizing this fact *Obermeyer Hydraulic Turbines, Ltd.* undertook an extensive research and development program which has resulted in numerous breakthroughs effecting the technology and economics of hydropower. Our research focused on four major areas of concern to our customers:

- ***Maximum power generation.***
- ***Minimum installed cost.***
- ***Maximum plant availability.***
- ***Minimum maintenance.***

These objectives have been met by the development and introduction of a new series of hydraulic turbines, setting new standards in performance, economy and ease of installation. Additionally many traditional maintenance and operation problems inherent to hydroelectric power generation have been successfully eliminated through the introduction of unique slide gates, crest gates, trash rack systems, automation & control systems, and other products. These advances have reduced total project cost as much as 50% without sacrificing design objectives and system integrity.

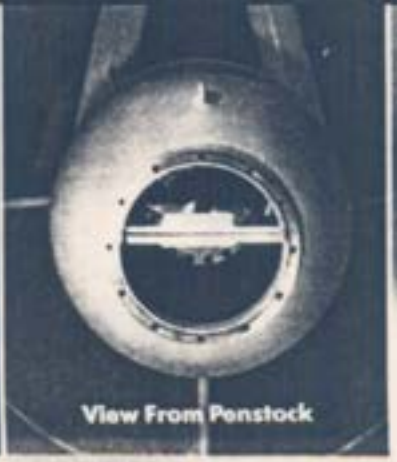
Our commitment to research and solutions, meeting the exact requirements of the application, supplying components selected to optimize system performance and economy is our response to the market demand—***greater power production at lower cost.***

Obermeyer Hydraulic Turbines, Ltd. has the comprehensive engineering, manufacturing and installation capabilities to offer the hydropower industry an alternative which is technically sound and economically rewarding.

The choice is clear—the answer is the Obermeyer alternative in hydropower components and systems. It pays to ask us first.

2.6 mW Double Regulated Chain Drive Bulb Turbine

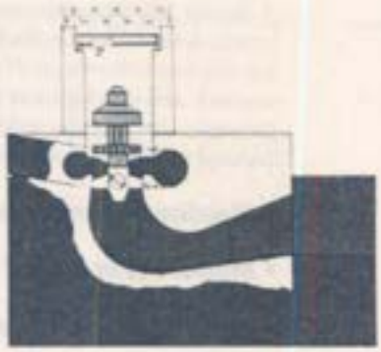
Test Model Runner



View From Penstock

COMPACT.... RUGGED.... COST EFFECTIVE HYDRAULIC TURBINE

KAPLAN TURBINES



OHT vertical Kaplan turbines are custom designed for heads ranging from 30ft to 200ft (9m to 60m) and flow rates above 500 cfs (14 m^3/s). These units can accommodate a wide range of head and flow conditions. They provide an excellent design alternative for installations which would otherwise require multiple turbine-generator-control sets in order to maximize power generation.

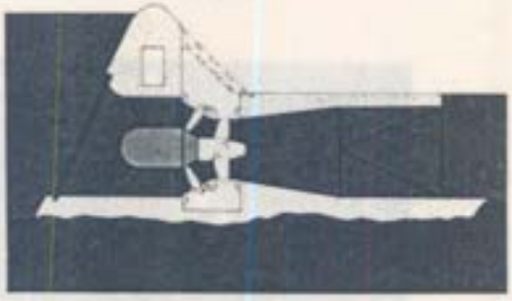
Our engineering staff is experienced at customizing Kaplan turbine designs which provide optimum hydraulic performance and minimum installation expense.

SLANT TURBINES™

The OHT *slant* turbine is designed for cost effectiveness with flows ranging from 10 to 1000 cfs (0.3 m^3/s to 30 m^3/s) and heads to 50ft (15 m). The inclination of the penstock and draft tube is variable to fit site geometry, this limits the degree of rock excavation and/or concrete removal, resulting in a minimum of site preparation and construction.

The turbine mounted generator (and optional speed increaser) requires no foundation, thus reducing costly field alignment procedures. Unlike other designs, all major components (runner, shaft, bearings & guide vanes) may be removed or replaced without compromising the structural integrity of the water passageway. The absence of multiple 360 degree bolted flanges eliminates the need for access to all sides of the turbine, resulting in a more compact powerhouse foundation. OHT slant turbines have fixed guide vanes and are available with fixed or adjustable runners.

BULB TURBINES



OHT bulb turbines are ideally suited to discharges from 100 to 20,000 cfs (13 m^3/s to 600 m^3/s) per unit and heads to 100 ft (30m). The nearly straight water passageway results in high plant efficiencies and minimizes draft tube excavation requirements.

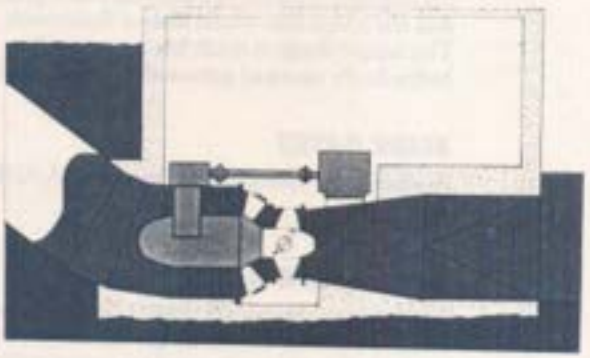
Our smaller bulb turbines provide an economical design alternative to the S-type turbines offered by other manufacturers in this size range, with greater excavation and concrete requirements. Design innovations in our larger bulb turbines have resulted in more compact powerhouse configurations than are available with conventional bulb turbine designs. OHT bulb turbines are available with fixed or adjustable guide vanes and runners.

S AND EQUIPMENT FOR TODAY'S HYDROELECTRIC PROJECTS.... COMP

CHAIN DRIVE BULB™ TURBINES*

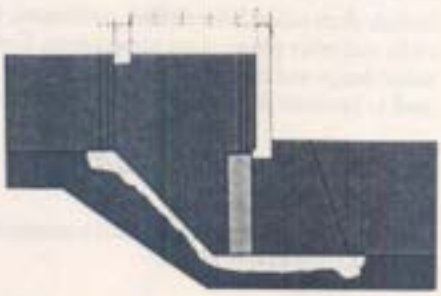
The *OHI-A Chain Drive Bulb* turbine is ideal for many sites with heads from 10 ft to 75 ft (3 m to 23 m) and flows from 200 to 1200 cfs (6 m³/s to 34 m³/s). The straight water passageway combined with a high speed horizontal generator give this machine state-of-the-art water to wire efficiency. This configuration also results in an extremely compact low cost powerhouse requiring considerably less excavation than is required for S-type and vertical units.

The Chain Drive Bulb turbine is available with fixed or adjustable guide vanes and runners. The units with fixed guide vanes are available with integral shut off gates. Unlike Bevel Gear turbines this unique design allows the use of an efficient low cost horizontal generator while not requiring extra powerhouse space to accommodate the generator.



HYDROMATRIX™ UNITS*

The OHI *Hydromatrix* units are specifically designed to profitably exploit power potential at sites where conventional hydroelectrical facilities would be uneconomical. The Hydromatrix units are so compact in size that the overall length of the powerhouse foundation is governed purely by dam stability considerations. This compact system has resulted in project cost savings of 50% and more. The Hydromatrix concept is the only technology available in the world today which can make certain low head projects economical. The Hydromatrix units are suitable for heads ranging from 6 ft to 100 ft (2 m to 30 m) and flows up to 30,000 cfs (900 m³/s) per unit. High water to wire efficiencies can be maintained with flow variations per unit up to a factor of 100 and head variations up to a factor of 3.



A COMPLETE RANGE OF LOW & MEDIUM HEAD HYDRAULIC TURBINES

ACT.... RUGGED.... COST EFFECTIVE HYDRAULIC TURBINES AND EQUIPM

CREST GATES*

An economical means of increasing power generation when high flow would destroy flashboards. This unique design is much less expensive than hydraulically operated gates and easier to install.

SLIDE GATES

Available with hydraulic operators and S.S./UHMW seals.

DRAFT TUBE GATES

Designed to economically control flow at the narrowest part of the water passageway. Our draft tube service bulkheads are designed for precise sealing even when placed with an overhead hoist.

WATER LEVEL CONTROLS*

These controls are designed to automatically maximize power generation even under adverse conditions such as with trash racks obstructed by debris or frazil ice.

SPECIALTY FABRICATIONS

Include draft tubes, bifurcations, transitions, trash racks and other power plant components. Computer aided design and finite element stress analysis are used to optimize the design of complex fabrications.

POWER PLANT AUTOMATION & CONTROLS

Devices and systems to automatically monitor & maintain hydropower plants.

HYDRAULIC & LUBRICATION SYSTEMS

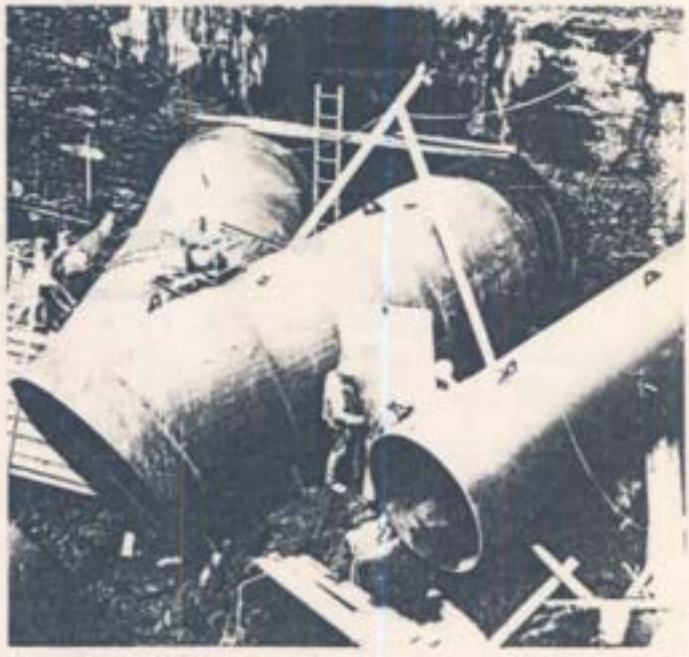
Specially designed systems for utility grade reliability in a hydroplant environment.

TURBINE REPLACEMENT PARTS

Replacement parts made to original design or improved parts based on failure analysis and redesign using high performance materials.

(*) US and Foreign patents pending.

Pneumatically Operated Crest Gates



Compound Offset Bifurcation

ASK OBERMEYER FIRST

ENGINEERING CAPABILITIES

The OHT engineering and design group provides our customers with designs representing an optimum combination of high performance, long service life, and low installed cost. Years of hydro experience combined with computer aided engineering and design and a thorough knowledge of modern materials place our turbines among the best engineered in the world.

HYDRAULIC TESTING

The OHT hydraulic laboratory accurately measures the performance of homologous model turbines in accordance with the IEC test code. Devices for measuring flow rate, speed, torque, and pressure are precisely calibrated and are traceable to the National Bureau of Standards. Our test facilities allow us to provide reliable performance guarantees as well as to develop new and more advanced turbine configurations.

MANUFACTURING

OHT maintains complete facilities for manufacturing, assembly and testing of our products and systems. Additionally our location in the heart of New England provides us with a complete range of foundry capabilities as well as access to other major machining and fabricating facilities. This combination of capabilities and location assures reliable delivery dates and excellent quality control.

TURN-KEY INSTALLATION

Due to our extensive experience with hydroelectric installations we are in a unique position to arrange for complete design/built contracts for construction of hydroelectric power plants. This arrangement offers the client sole-source responsibility for plant performance and facilitates a fast-track installation schedule.

FIELD SERVICE

The OHT field service group has decades of experience with hydraulic turbines and pump-turbines of all types and ratings to 400 mW. Our services include repair, rebuilding, parts replacement, upgrading, balancing, inspection as well as erection and start-up. Our field service personnel are on call 24 hours a day.

SPECIALIZED ENGINEERING SERVICES

As an aid to consulting engineers we can provide specialized expertise in areas such as water hammer analysis, hydraulic modeling, finite element analysis and computer simulation.

OBERMEYER

OBERMEYER

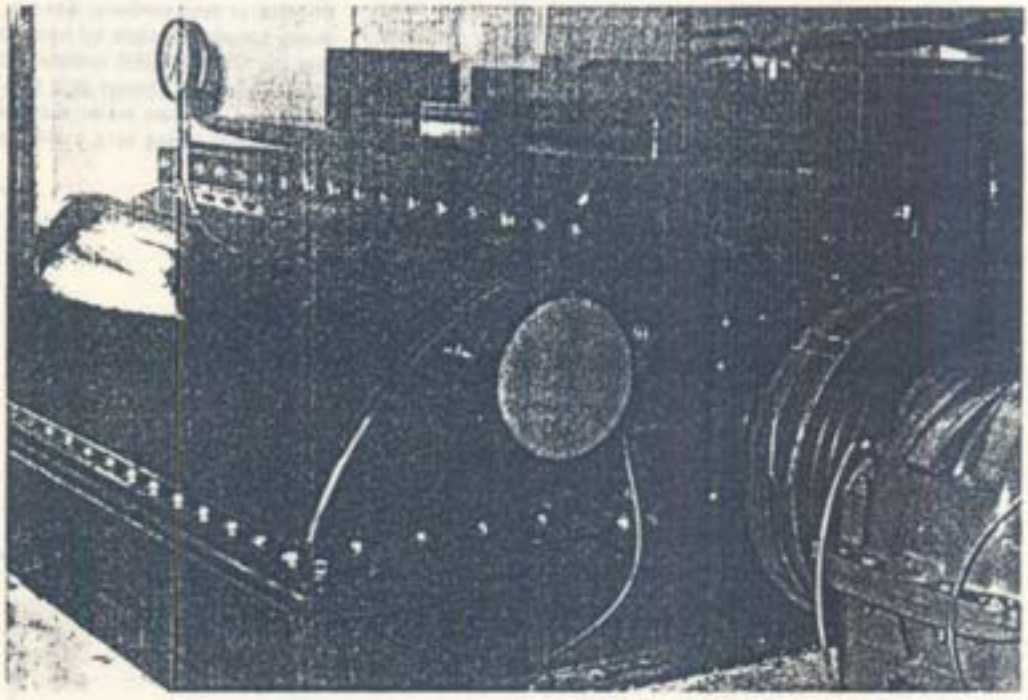
10 Front Street, Collinsville, CT. 06022 (USA)
TEL (203)-693-0295 TELEX 9102503706

Hydraulic Turbines, Ltd.

5M/5L/87 printed in USA

OSSBERGER

CROSS FLOW TURBINE



OSSBERGER TURBINES, INC.

5709 South Laburnum Avenue, RICHMOND, VIRGINIA 23231
Telephone (804) 226-9180 Telex 5101001298

The History of Water Power Plants

Since ancient times, the harnessing of the primeval force of water and its economic utilisation have been one of the elementary requirements of human life and cultural development. We know of grandiose irrigation schemes in ancient Mesopotamia (ca. 3000 B.C.) or geared waterwheels in the Kingdom of the Pharaohs (ca. 2000 B.C.), and the Roman writer Ausonius (4th century A.D.) reports that the stone saws at the Roer were powered by large waterwheels.

In the Middle Ages, the power made available by the watercourses in a city often decided the success of its trade: the dominant economic position of the City of Augsburg, Germany — long before the aera of the Fugger dynasty — was founded to no small extent by the numerous craftsmen who built their water-driven machines on the banks of the Lech and Wertach. And tradition has it that the Bridge Mill on the Rhine bridge at Constance had thirteen grinding mills, one sawmill, one metal grinding mill, one tan-mill and one fulling mill, each driven by its own water wheel. These were installed in wheel chambers consisting of 32 piles each, and the water flow to each chamber was regulated by wooden sluices. The water wheels could be raised and lowered by about six feet.

No less a person than Leonardo da Vinci occupied himself with the design of turbine drives for rolling mills and textile machinery although, like many of his other projects, they were never actually built because the solitary genius was too far ahead of the technical level of his time. On the other hand, several wood-cuts in Georg Agricola's 'De re metallica' (1556), the classical text-book of mining in the sixteenth century, illustrate the use of large waterwheels for draining mine tunnels or for hoisting miners and materials.

And among the greatest feats of engineering in the 17th century is the gigantic water pumping mechanism at Marly on the Seine (1681-1685) which operated the splendid fountains in the gardens of Louis XIV in Versailles. Fourteen undershot waterwheels, each fourty feet in diameter, operated a total of 221 pumps raising the water step by step through 530 feet. This construction, built at enormous expense, had an output of about 100 horse-powers — an overall efficiency of a whole 6.5%.

Between about 1830 and 1910, designers from various countries succeeded in developing turbines converting the kinetic energy of flowing water into rotary energy. The Francis, Pelton, Propellor and Kaplan turbines were created. All these systems, whose designs were no longer based on the mere experience of craftsmen but rather on theoretical calculations, are machines offering specific advantages within their given ranges of application. However, quite apart from their usually very high initial cost, they all have the common disadvantage of not meeting the specific requirements of economical and efficient utilisation of small water resources.

At the beginning of this century, the English engineer A.G.M. Michell discovered the principle of the cross-flow turbine which, in contrast to other types of turbine, is very well suited to fluctuating water-courses and makes it feasible to build small water-driven machines. In some 50 years of research and development, the OSSBERGER-TURBINEN-FABRIK of Weissenburg, Bavaria, have improved this ingeniously simple principle by numerous design modifications so that the OSSBERGER turbine today has virtually no competitor at home or abroad as a source of power operating with small and medium water supplies. It combines a series of features not found to a similar extent in any other type of turbine.

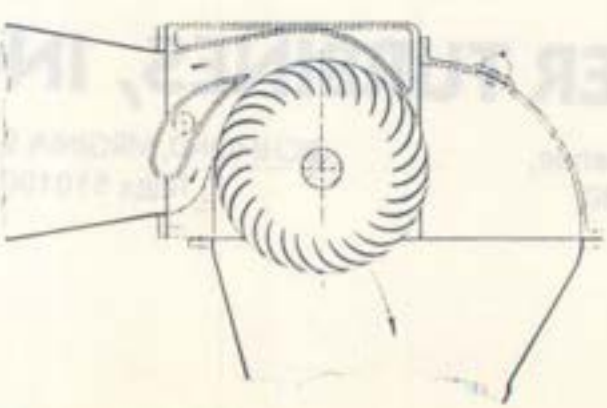
The OSSBERGER Turbine

Range of application

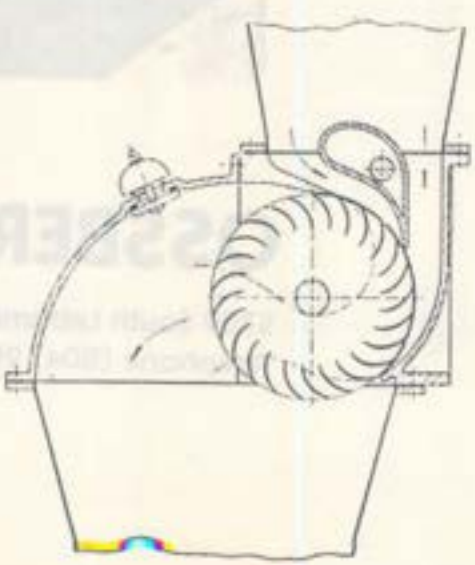
OSSBERGER turbines currently in production handle water flows from 1-350 cfs (cubic feet per second) with heads ranging from 4 to 650 feet. The highest output per unit is about 1000kW. Their speed lies between 50 and 2000 r.p.m. depending on head and type of turbine.

Flow pattern in OSSBERGER cross-flow turbines

Patented OSSBERGER cross-flow turbine
Horizontal admission



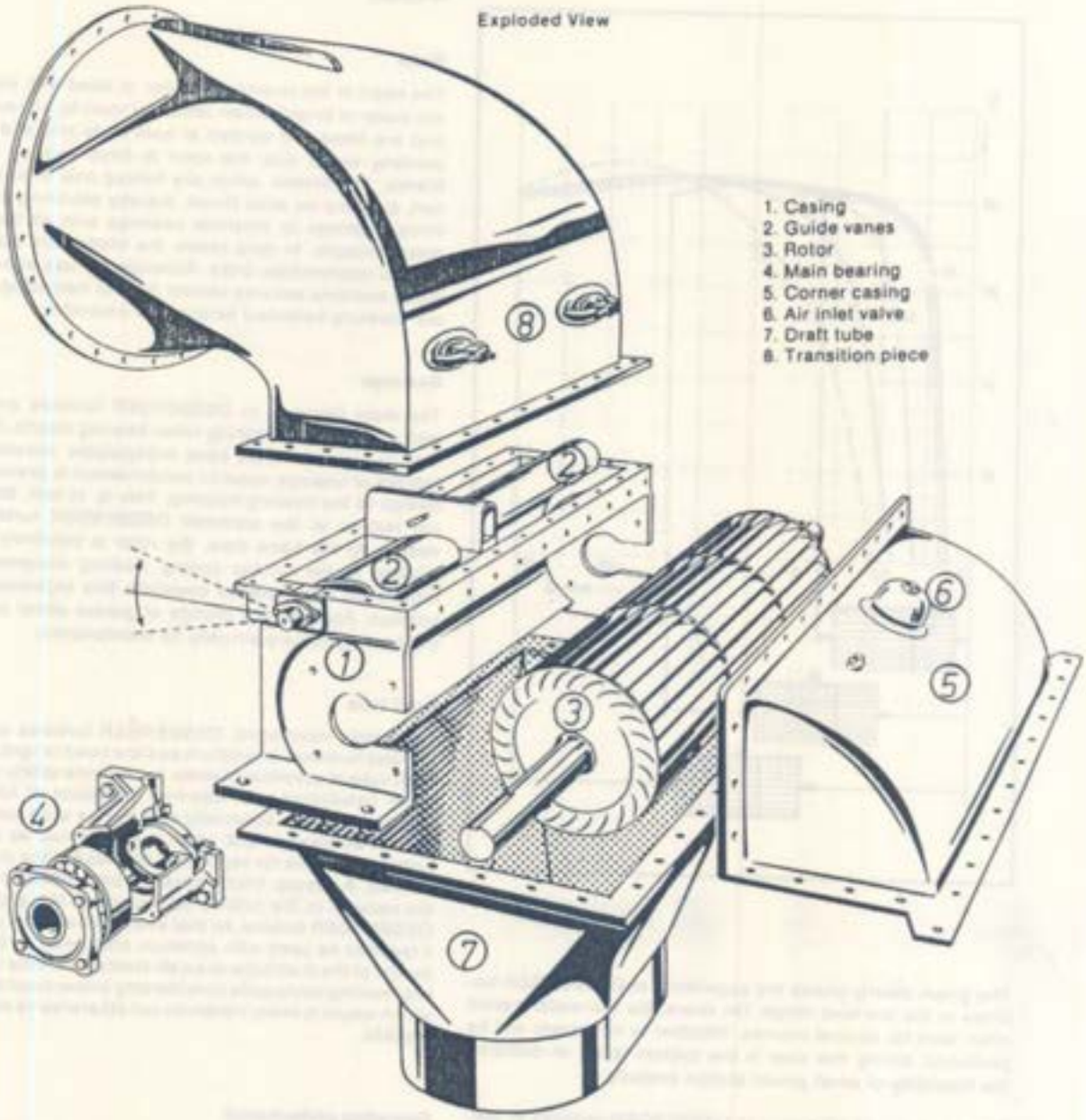
Patented OSSBERGER cross-flow turbine
Vertical admission



In practice, this flow pattern has the additional advantage that leaves, grass and melting snow, which are forced between the blades of the rotor as the water enters, are washed out again after half a revolution of the rotor by the outgoing water, assisted by the centrifugal forces. The self-cleaning rotor therefore never becomes blocked.
If the nature of the water-course should require it, OSSBERGER turbines can be built in multi-section construction, the normal section ratio being 1 : 2.

Two-Cell OSSBERGER turbine with top admission

Exploded View



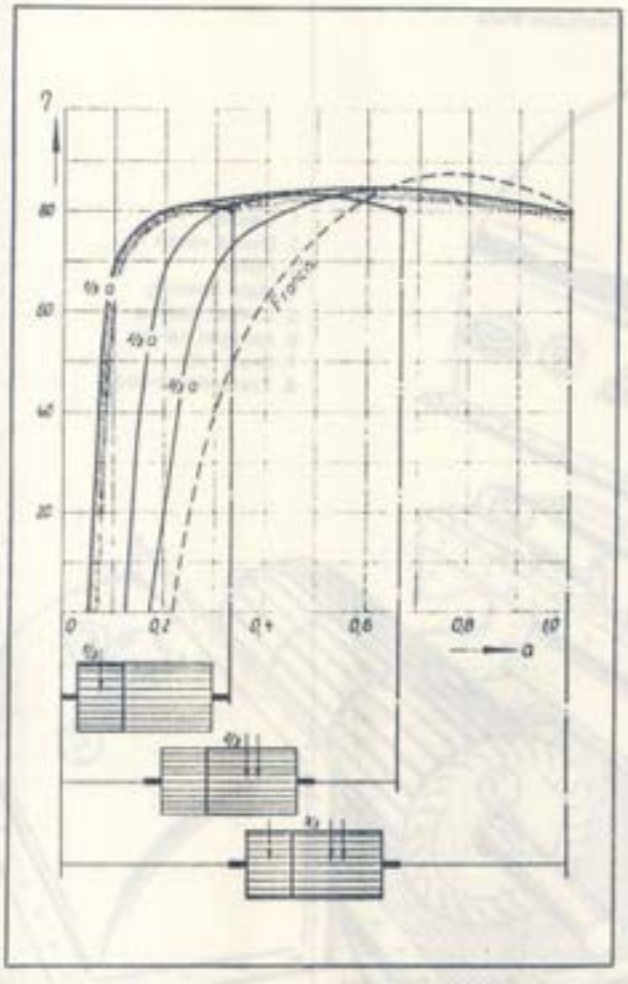
Principle

The OSSBERGER turbine is a radial impulse-type turbine with partial admission. Its specific speed makes it a low-speed turbine. The jet of water which is given a rectangular cross-section by the guide-vane system, flows through the ring of blades on the barrel-shaped rotor, first from outside to inside and then, after crossing the interior of the runner, from inside to outside again.

The small guide vane section is used with restricted water supplies, the large section with medium flows, and both sections together for full flow. By this division into sections, any water supply in the range from 1.6 to 1/1 full flow is handled with optimum efficiency. This explains why OSSBERGER turbines are especially suitable for the efficient utilisation of water flows subject to wide fluctuations.

Efficiency

Efficiency graph of an OSSBERGER turbine, derived from the three efficiency curves of a 1 : 2 section ratio, in comparison to the Francis turbine.



The graph clearly shows the superiority of OSSBERGER turbines in the low-load range. On rivers, the low-water period often lasts for several months. Whether or not power will be produced during this time is the critical factor in deciding the feasibility of small power station projects.

The mean overall efficiency of OSSBERGER turbines at low-load conditions is guaranteed at 80 % over the whole admission range. As a rule, this guaranted figure is even improved. Efficiencies of 84 to 88 % have been measured with medium and large units in the production range. Even with extensive head fluctuations, e. g. downstream of storage reservoirs, the efficiencies of OSSBERGER turbines are inherently better than those of high-speed turbines.

Guide-vane system

In divided OSSBERGER turbines, water admission is controlled by two balanced-force type guide-vanes. These divide the stream of water and direct it so as to enter the rotor smoothly, irrespective of the guide-vane aperture. Since the two variable-pitch guide-vanes are precision mounted in the turbine casing they can, at heads up to 150 feet, also be used as sluice eliminating the need for shut-off valves between penstock pipe and turbine. The two guide-vanes can be adjusted individually by control levers linked with the automatic or manual control system.

Casing

The all-steel casing of OSSBERGER turbines is extremely robust, yet lighter than cast-iron casings, and shock and frost resistant.

Rotor

The heart of the turbine, the rotor, is fitted with blades which are made of bright-drawn sectional steel by a proven method and are fitted and welded at both ends into end discs. Depending on its size, the rotor is fitted with up to 30 such blades. The blades, which are curved only in a radial direction, produce no axial thrust, thereby obviating the need for thrust bearings or labyrinth bearings with all their inherent disadvantages. In long rotors the blades are supported by several intermediate discs. Although the use of bright-drawn blade sections ensures almost perfect balancing, the rotors are carefully balanced before final assembly.

Bearings

The main bearings in OSSBERGER turbines are equipped with standard self-aligning roller-bearing inserts. Roller bearings in water turbines have indisputable advantages if the ingress of leakage water or condensation is prevented by the design of the bearing housing. This is, in fact, the outstanding feature of the patented OSSBERGER turbine bearing design. At the same time, the rotor is positively centred in relation to the turbine casing. Sealing components which require no maintenance complete this ingenious technical solution. Apart from a change of grease about once a year, the bearing require virtually no maintenance.

Draft tube

As already mentioned, OSSBERGER turbines are basically impulse turbines. In medium and low head ranges, however, a draft tube is essential in order to combine safety under high-water conditions with loss-free utilisation of full head. On impulse turbines, especially with such a wide range of 1/6 to 1/1 full admission, and when it is designed as a draft tube turbine, facilities for regulating the head in the draft tube are needed. A simple, frictionless, air inlet valve for controlling the vacuum in the turbine casing solves this problem in the OSSBERGER turbine, so that even intake heads of as little as 4 feet can be used with optimum efficiency. In this case the design of the draft tube as an all-steel elbow tube reduces civil engineering costs quite considerably in low-head installations, which would in many instances not otherwise be economically feasible.

Operating performance

Due to their inherent design features, OSSBERGER turbines, irrespective of the head under which they work, are not affected by cavitation. Civil engineering structures below outlet water level with their high costs and operational complications are thereby made unnecessary.

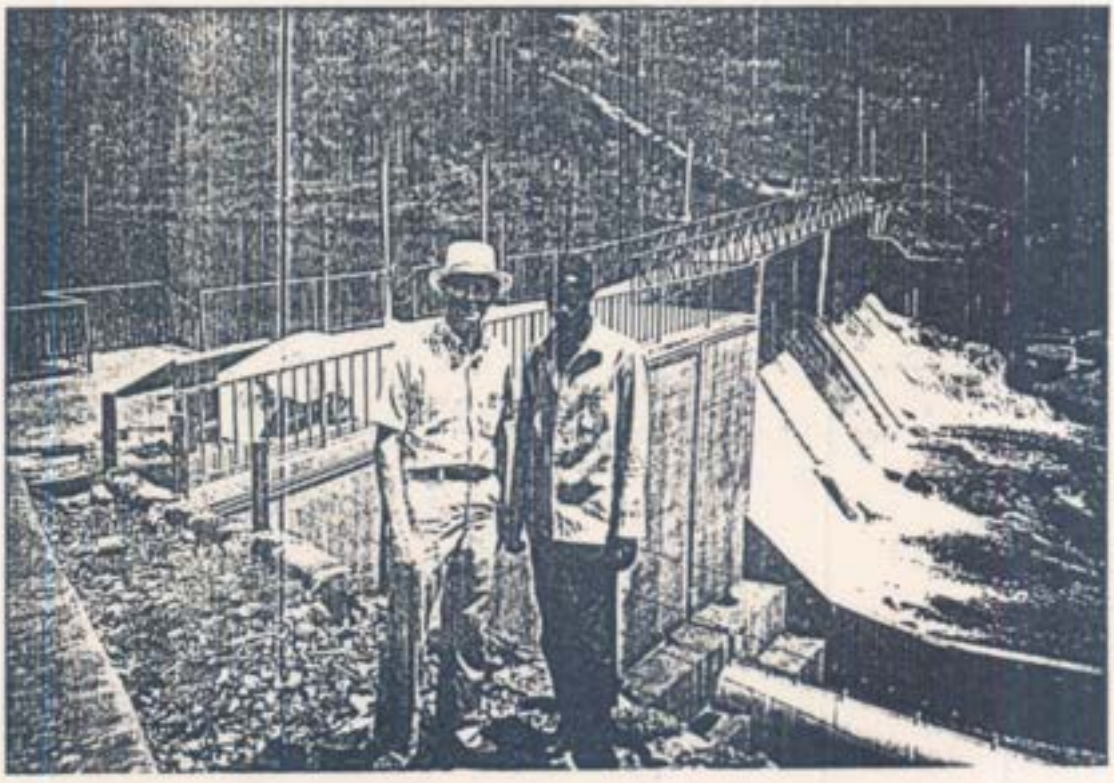
The runaway speed of OSSBERGER turbines at rated head is 1.8 times the nominal speed which allows the use of standard generators.

The features described illustrate that OSSBERGER turbines are tailored to the needs of small hydro-electric power stations.

A turbine, specially designed throughout, which can be installed, commissioned and kept in continuous operation over decades with simple means, even by unskilled labour.

S-91 Printed in USA. Total Printing Company, Inc.

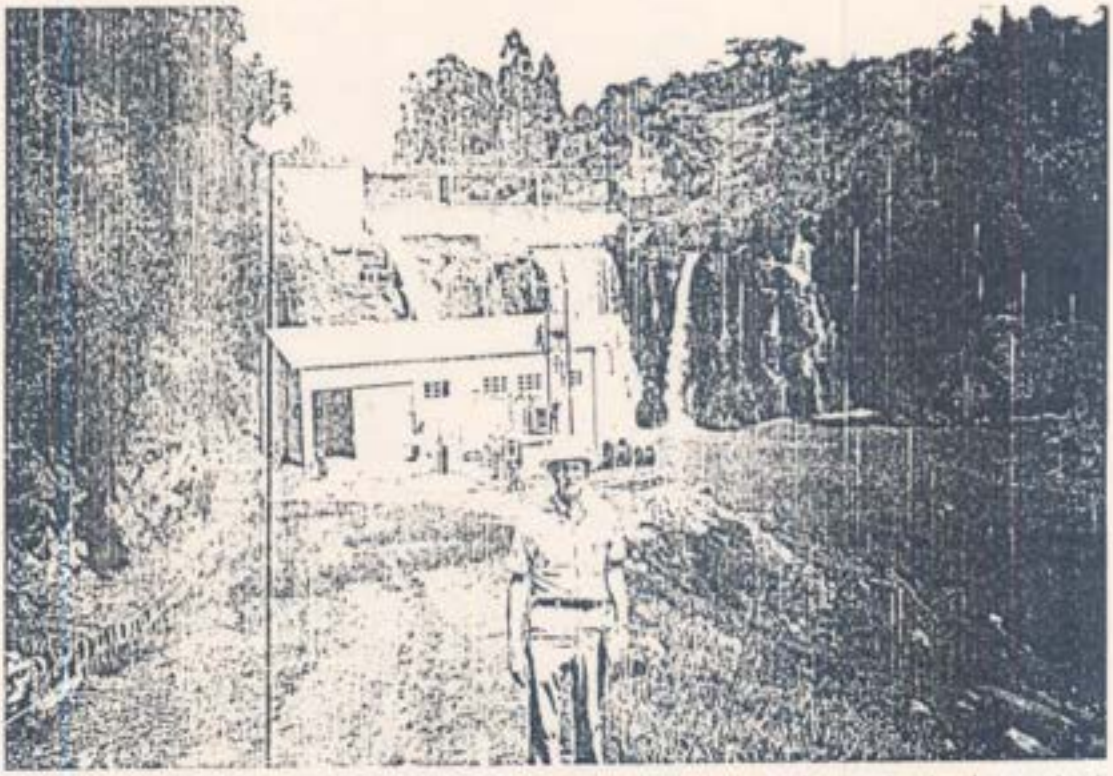
147 A



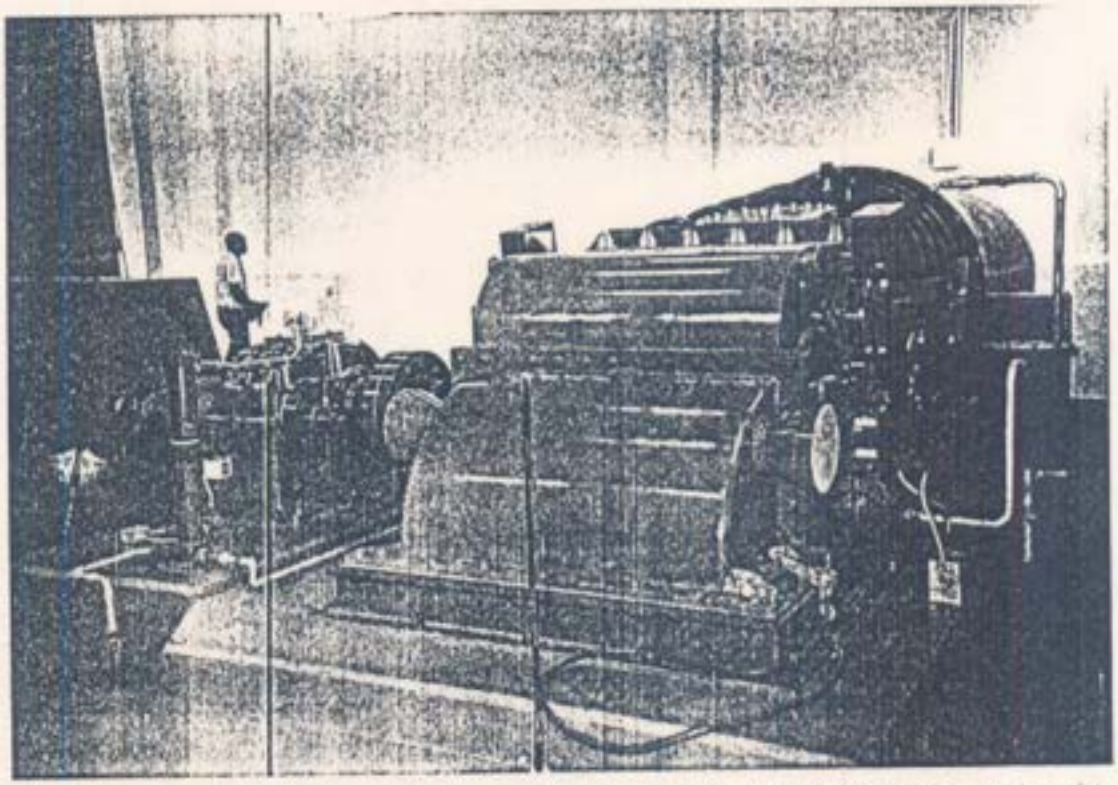
Utilization of Hydropower

Adapted Technology für Developing Countries

with the compliments of OSSBERGER



the waterfall with a height of 14 meters at Nyangores River: A steel penstock has been installed between the dam and the turbine house. From the pole mounted transformer an overhead distribution line directs the electric energy to the hospital.



the two-cell [illegible] turbine is equipped with tacho-generator and guide vane potentiometers for speed regulation.

ACTION IS THE KEY

- NOT WORDS

320 kW Hydro Power Plant for TENWEK HOSPITAL Kenya / East Africa

Hugh G. McKay, III, P.E.; Bruce V. Rydbeck, P.E.; William D. Wright, P.E.; Helmut Erdmannsdörfer.

ABSTRACT: Due to increasing demand in medical care and growth of hospital and staff facilities, a less costly source for electric power was needed at the TENWEK HOSPITAL to replace the diesel generators, which had been used for years. The hospital, located in the highlands of Kenya, Africa, lies near Tenwek Falls, a 14 meter high waterfall on the Nyangores River. This waterfall offered the opportunity to install a small hydro electric power station in lieu of acquiring additional diesel electric power generators.

The US $ 800,000 project was designed by missionary and volunteer engineers in accordance with the OSSBERGER-Concept, and built by local community labor. During the first year of operation, the hydro power station saved TENWEK HOSPITAL approximately US $ 125,000 that would have been spent on fuel for the diesel generators. The project is expected to pay for itself in 8 to 10 years, allowing the hospital to use the approximately US $ 125,000 per year savings on expanded health care services.

Mr. McKay is the Project Consulting Engineer, Duke Power Company, Charlotte, North Carolina, Fellow ASCE.

Mr. Rydbeck is the Project Civil Engineer, Radio Station HCJB, Quito, Ecuador, Member ASCE.

Mr. Wright is the Project Electrical Engineer, Radio Station HCJB, Quito, Ecuador, Member IEEE.

Mr. Erdmannsdörfer is the Division Manager Turbines, OSSBERGER-TURBINENFABRIK GmbH + Co, Weissenburg/Bavaria, West Germany.

Index:

			Page:
(1)	Introduction		5
(2)	Project Background and Scope		5
(3)	The OSSBERGER Concept		5
	3.1	Theses	5
	3.2	Implementation	7
	3.3	Target	8
(4)	River Hydrology and Energy Potential		8
(5)	Project Design		9
	5.1	Civil Design	9
	5.1.1	Dam Design	9
	5.1.2	Penstock Design	9
	5.1.3	Powerhouse Design	9
	5.2	Electrical Design	10
	5.2.1	General Design	10
	5.2.2	Switch Gear	10
	5.2.3	Generator	10
	5.2.4	Powerline	12
	5.3	Mechanical Design	12
	5.3.1	OSSBERGER-Turbine	12
	5.3.2	Gear Unit	14
	5.3.3	Speed Governor	14
	5.3.4	Fly-wheel	16
(6)	Project Construction		16
	6.1	Reservoir and Dam	16
	6.2	Penstock	16
	6.3	Powerhouse	17
	6.4	Mechanical	17
	6.5	Electrical	17
(7)	Startup and Operation		18
(8)	Economy		19
	8.1	Investment Costs	19
	8.2	The Annual Power Generation	20
	8.3	Alternative Energy	20
	8.4	Capital Interest	20
	8.5	Current Costs arising from the Operation of the Hydropower Unit	21
	8.6	Annual Depreciation	21
	8.7	Economic Result	22
(9)	Conclusion		23

(1) INTRODUCTION:

Tenwek is a church/mission hospital approximately 200 miles north-west of Nairobi, the capital of Kenya, in the highland areas of the Kericho District. The hospital is located in a heavily populated rural area with an approximate population of 300,000. The medical work was first started in 1935 with a dispensary and in 1959 it officially became a hospital when the first doctor arrived. Since then it has grown into a major medial facility, with a total of 249 beds, two operating rooms, intensive care unit, nursing school classrooms, one large satellite health center 40 km away, and four mobile dispensaries. Annually approximately 11,000 patients are admitted, at least 55,000 outpatients are treated, 1,088 major and 1,643 minor surgeries are performed, and 2,500 babies patients are delivered.

(2) PROJECT BACKGROUND AND SCOPE:

TENWEK HOSPITAL is equipped with many electrical appliances and equipment. The original electrical supply was provided by two diesel electric generators, one rated at 130 kW, the other at 70 kW.

During the normal operating hours of the hospital, the generation and old electrical distribution system was exerted to its full capacity, and sometimes could not meet the actual load demand. The projected rate of growth of the TENWEK HOSPITAL required a new on-site electrical generating and distribution system.

A 14 meter waterfall, located on the Nyangores River approximately one kilometer from the hospital, offered the opportunity to install a conventional small hydroelectric power plant to provide adequate electrical energy for the hospital and associated facilities. A small standard hydroelectric turbine/generator unit could be installed on the west side of the river downstream of the waterfall (see figure 1).

(3) THE OSSBERGER CONCEPT:

On the basis of numerous experiences made with non-governmental organizations as well as private investors, OSSBERGER worked out a concept concerning the realization of typical small hydropower stations for the decentralized supply of electric energy in developing countries with the participation and active co-operation of the regional governmental Electricity Boards.

3.1 Theses:

The concept is based on many years of on-site experience and may be defined by the following 5 theses:

I. The locally available personnel of the competent authorities for the generation and distribution of electric energy can, surely, find out on their own, the requirements for such a project work using their own skills and possibilities, provided the questions by the volunteer partner are presented properly.

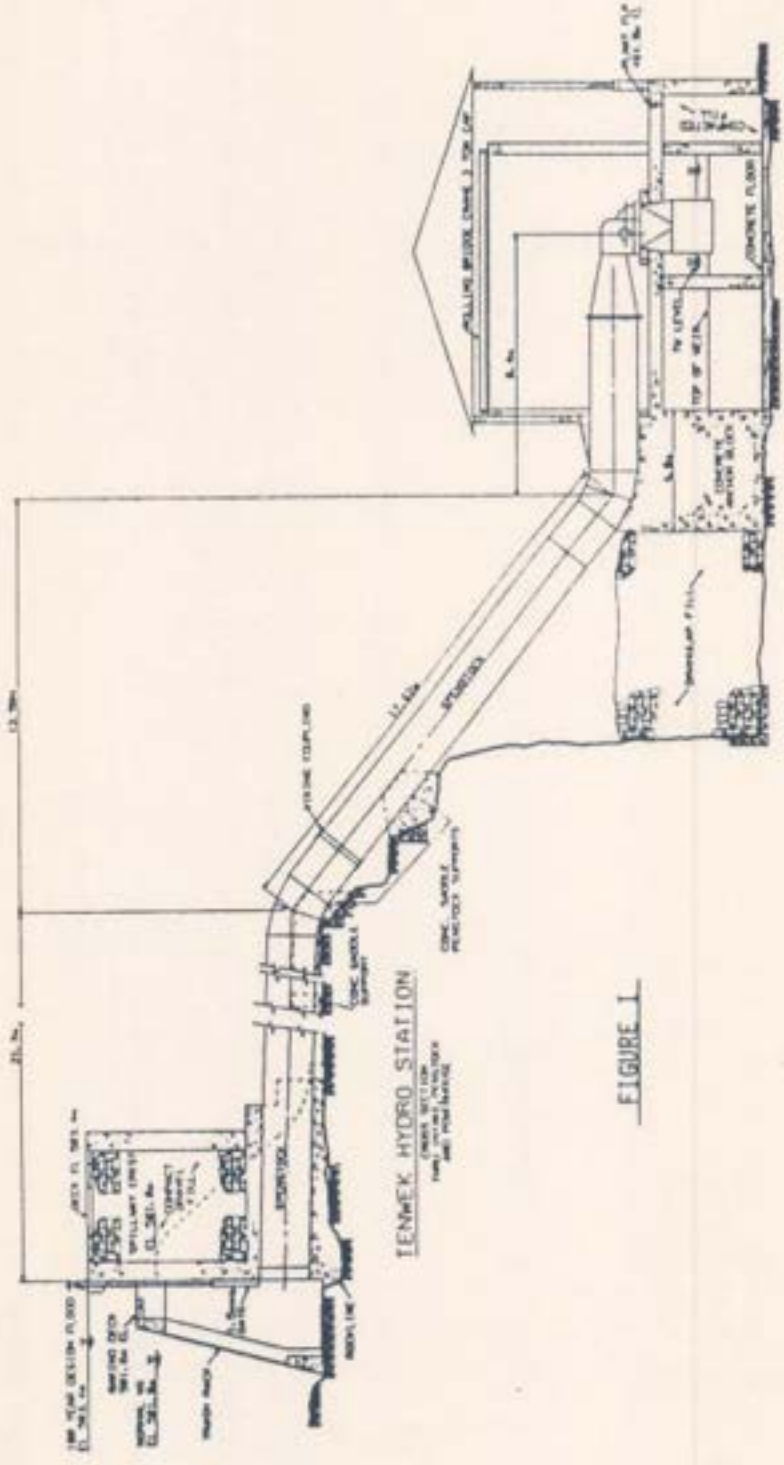


FIGURE 1

The remark should be made that particularly for the project work of small hydropower stations, exaggerated demands should not be made in this respect. In the first stage a diligent determination of the existing head and flow rate on the basis of simple tables will therefore be sufficient. Normally, this work can be done by local available labor; moreover the early personnel identification with the project would then result as a desirable consequence. In case of more complicated projects experts may assist on site for a short time.

II. Local available labor - also at the level of the responsible construction supervisor - does not require a developped infrastructure for their daily demands (i.e. the costs for the civil construction remain within a certain scope which does not charge the existing volume of overall investments in an excessive way).

III. The individual machinery components should of course be designed for simple mounting and easy operation later on. Nevertheless they also should fulfill the demands for robustness and quality as they are required in the respective country.

IV. The overall conception, with regard to automation and protection, should be adequate to the users' comprehension and the size of the power unit.

An essential goal should be that simple maintenance work, as it needs to be done during the usual long life of a hydropower unit, can be effected in the own country.

V. The intention to install a hydropower unit should be formulated by the local authorities who can, at the same time, declare their willingness to take over installation and maintenance the scope of their technical possibilities.

When an application is made any help should generously be given, by any third party if requested, however, this may only be required in special cases.

3.2 Implementation:

The projects implementation is made up of the following stages:

(a) Application made by the local authorities to the National Electricity Board or directly to a developing organization/ charitable organization/bank by informing the national authority in carge.

(b) Selection of possible sites through a qualified local civil engineer.

(c) Discussion of the preliminary studies with the supplier of the equipment.

(d) Elaboration of the project proposal.

(e) Approval of financing, e.g. within the scope of the assistance for merchandises for the share which will be imported.

(f) Study of the design drawings.

(g) Realization of the civil work requirements by local labor, perhaps with the part-time assistance of a qualified worker.

(h) Installation of the imported machinery by local personnel.

(i) Check-out, start-up assistance as well as commissioning and training of the operating personnel by an expert service technician.

3.3 Target:

The target of this concept will result an essential decrease of expenses by reducing personnel costs. This means an essential reduction of expenses to be made for personnel.

The pre-condition for that, however, is a technical concept which takes into account the possibilities of the respective developping country by which solutions of problems are transferred from the site to the place of manufacture in Europe.

(4) RIVER HYDROLOGY AND ENERGY POTENTIAL:

The watershed for the Nyangores River comprises a large forest (640 square kilometers) of bamboo and virgin timber extending approximately 50 kilometers north-east of the waterfall. Rainfall averages approximately 1,400 mm per year. A flow duration curve for the site was prepared from historical record data of stream flows measured at a gauging station just downstream of Tenwek Falls at Bomet. The river can support a 320 kilowatt power station for approximately 72 percent of the time.

The river flow is seasonal with dry and wet seasons. During the dry seasons, the river flow could be so low that load management measures and/or existing diesel generating units would have to be used to lower demand and/or supplement the available generation. During the wet period, seasonal floods occur on the river because it is uncontrolled. Using the river flow data, a maximum project flood of 240 cm/s with a frequency of occurrence of once every 10 years was calculated using the Gumbel method. The maximum water level below the falls during a record flood (185 cm/s) was used as a reference to determine the standard project flood protection requirements for the powerhouse.

(5) PROJECT DESIGN:

5.1 Civil Design:

5.1.1 **Dam Design:**

The concrete gravity dam with a 5 meter high crest was sized to allow sufficient water storage for the daily fluctuations in power usage. An economic analysis showed this amount of storage to be advantageous for periods when the peak demands exceed the river flow.

The dam spillway has a modified ogee crest and the remaining spillway face is at a 5V:5H slope. A 2 meter radius flip bucket discharges the spillway flow horizontally. The spillway is 30 meters long and the crest is 2.4 meters below the adjacent concrete abutments to allow passage of the projected design flood. The spillway can be crossed by a pedestrian bridge of trussed steel with a concrete floor. A low level outlet with a 1.8 meter square cast iron sluice gate allows draining of the reservoir and periodic purging of collected sediment.

The intake on the west side of the dam is protected by a 0.75 meter high sill wall and by epoxy coated steel bar racks with 24 mm clear openings. The intake is designed to allow for the addition of a second generating unit in the future.

5.1.2 **Penstock Design:**

The steel penstock is spiral welded 6.2 mm plate with a 1.40 m diameter and approximately 48 meters in length. The two bends of approximately 40 degrees each were shop fabricated. The pipe was manufactured in Nairobi, Kenya by African Steel Pipe Company and the coatings are typical of British specifications. The gates were manufactured in England.

The penstock is supported by three concrete supports. A single dresser style coupling allows for thermal expansion of the pipe. The pipe spans from the top of the rock shelf of the falls to the powerhouse unsupported.

5.1.3 **Powerhouse Design:**

The powerhouse is located at the edge of the river below the falls. The turbine discharges its flow by a draft tube through the floor to a tailrace under the building. The water level in the tailrace is controlled by a weir at the building wall line, where the discharge flow returns to the river so that the maximum suction allowed by the turbine manufacturer is not exceeded.

The reinforced concrete powerhouse foundation extends up to an elevation 3 meters above the normal water surface

for flood protection during the standard projected flood. The powerhouse floor is 1.2 meters below the maximum flood elevation because of turbine suction head limitations. A valved drain and sump pump are provided for floor drainage in case of a maximum design flood. The building is also equipped with a 3 ton overhead rolling bridge crane, which was used during installation and allows for future maintenance. The remainder of the 11.4 m X 16 m building is of masonry block construction with a steel trussed roof.

5.2 Electrical Design:

5.2.1 **General Design:**

The scope of the electrical design of the project included both the generation of power with the new hydroplant and its distribution using a 11 kV high voltage overhead powerline with 7 substations and low voltage service distribution boxes. The project includes retrofitting of the existing diesel generator set with autostart capability and remote operation, metering and synchronizing controls.

5.2.2 **Switch Gear:**

A one-line diagram of the electrical system at Tenwek is illustrated in figure 2. Due to its remote location, the hydroplant runs isolated from the infinite grid. During low water season the diesel generator set can be paralleled to the hydroplant to supplement power generation. The diesel generator set has a fixed speed droop characteristic of 3 % while the speed droop of the hydroplant is variable from 0 - 10 %. If the hydroplant or powerline clears on a fault, the diesel generator starts automatically to sustain only the hospital load.

The specifications for the generator and turbine are as follows:

5.2.3 **Generator:**

Generator: Three-phase synchronous generator, drip proof, tropicalized, 400 kVA wye-connected with third harmonic resistor in the neutral line to ground,

Synchronous speed:	1000 r.p.m.
Run-away speed:	2000 r.p.m.
Frequency:	50 Hz
Voltage:	440 V AC
P.F.:	0.8

Excitation: Brushless A.C. exciter with six rotating diodes mounted on the generator shaft. Voltage Regulator is solid state, Manufacturer: AvK of West Germany, Manufacturer of the switch gear and controls: AEG of West Germany

Figure 2

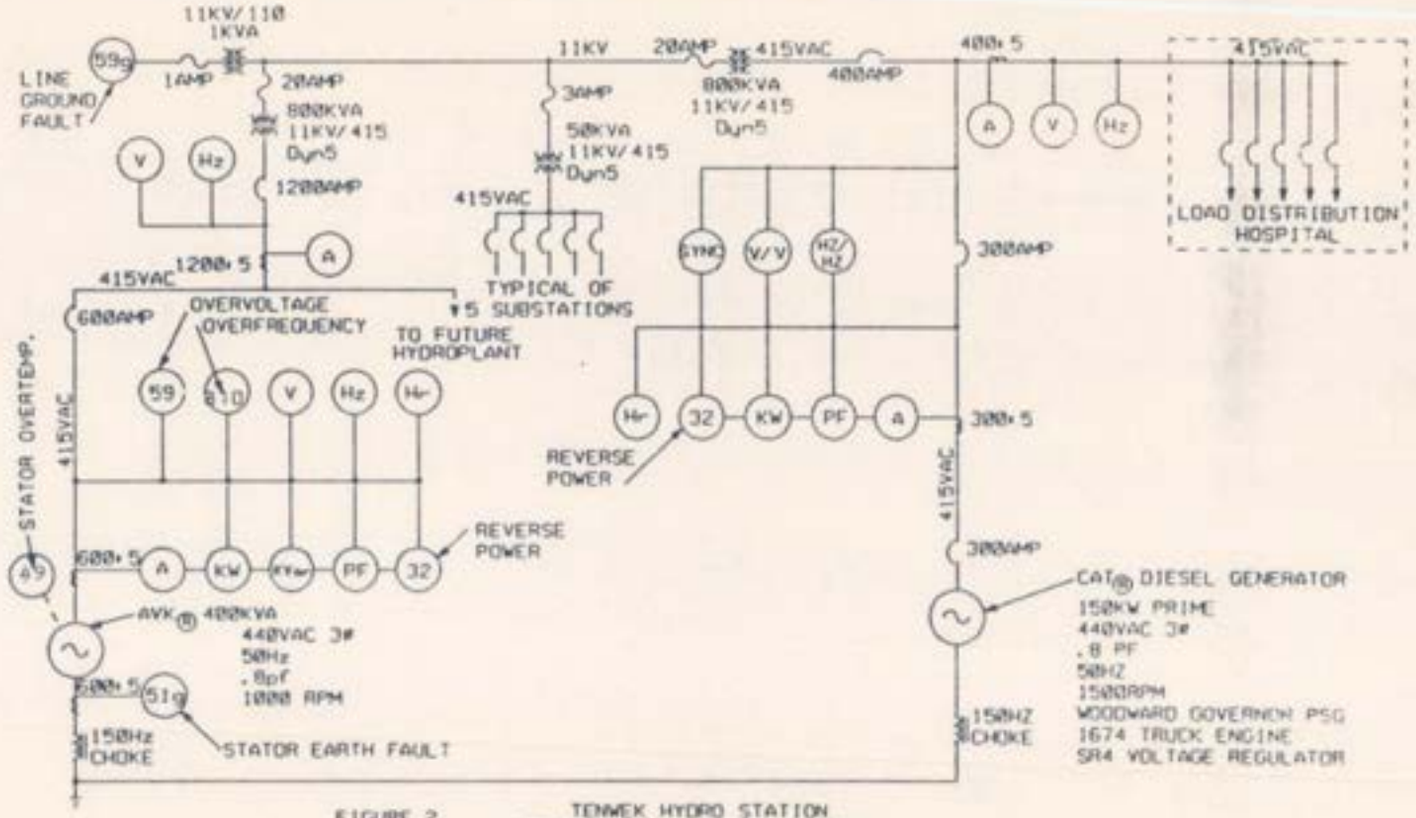


FIGURE 2 TENNEK HYDRO STATION
ELECTRICAL ONE LINE DIAGRAM

1574

5.2.4 Powerline:

The design of the powerline conforms to the standards of Kenya Power and Light Company. The step-down transformers were purchased in Tanzania from a Swedish-based company. These were 11 kV/415 (240) wye-connected three-phase transformers.

The biggest concern in the protection scheme was protecting persons from a ground fault on the delta configured powerline. This was accomplished through a sensitive overvoltage relay looking at voltage displacement in the hydroplant's substation.

The fault protection conditions are latched through drop flag relays with manual reset since a battery system was not used. All alarms are registered at the diesel generator control and hospital load distribution room.

5.3 Mechanical Design:

This section is dealing with the turbine incl. speed regulator and with the gearbox. For the Tenwek Project special equipment was provided, which is ideally suited to the natural preconditions existing at the Tenwek Waterfall as well as to the operating conditions that had to be expected.

5.3.1 **OSSBERGER-Turbine:**

The Voluntary Organization made a clear decision in favor of an OSSBERGER-Turbine with two cells. Figure 3 shows the conception of the OSSBERGER Turbine System. This turbine system has, in agreement with the manufacturer's conception, particularly proven its efficiency in developing countries.

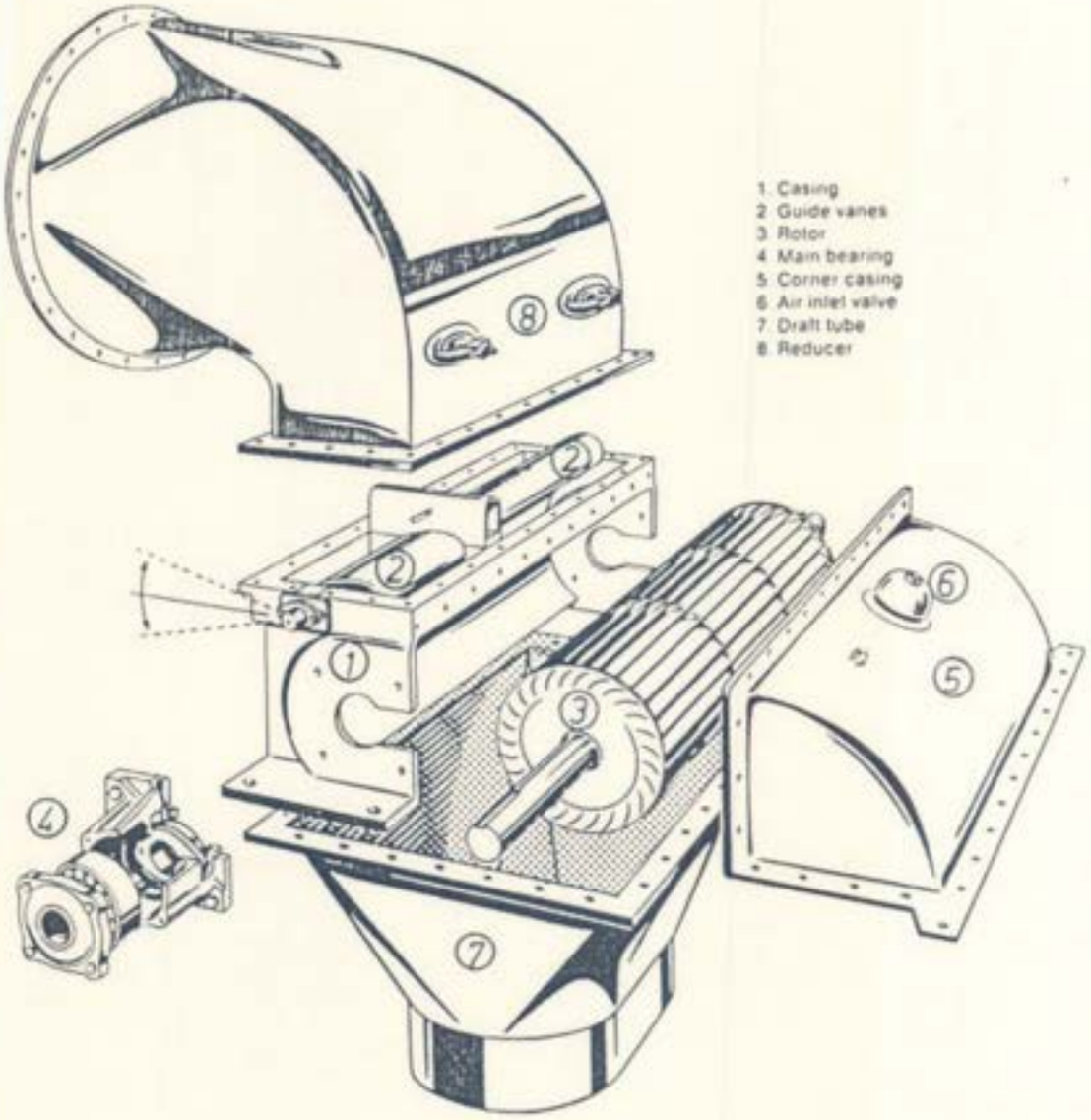
A simple and clear concept, an uncomplicated installation, requiring little maintenance and, last but not least, the possibility of having perfect operating conditions from no-load to full load demand are some of the outstanding characteristics. During daytime the peak demand for all divisions of TENWEK HOSPITAL can be fulfilled to the same extent than during night hours when only a few kW are needed for lighting purposes.

Design characteristics: Hn = 17,3 m
NT = 361 kW
n = 222 r.p.m.

Good efficiency is obtained between a range of 17 % and 100 % of max. flow, however

the full operating range goes from 0 % to 100 %.

Figure 3


1. Casing
2. Guide vanes
3. Rotor
4. Main bearing
5. Corner casing
6. Air inlet valve
7. Draft tube
8. Reducer

5.3.2 **Gear Unit:**

The turbine speed of n = 222 r.p.m. is stepped-up to obtain the nominal speed of the 6-pole generator (1000 r.p.m.) through a single-stage parallel shaft helical gear speed increaser. Special importance was paid to over dimensioned roller bearings and cooling of the gearbox oil. Therefore one change of oil per year will be sufficient for the gearbox. Manufacturer: FLENDER AG of West Germany. The elastic couplings, mounted on high and low speed shafts, are made by the same company.

5.3.3 **Speed Governor:**

Especially the speed governor of a power plant as installed at Tenwek must come up to particular requirements regarding reliability, robust construction elements and little maintenance. Experience has shown, that it is not at all easy, sometimes even impossible to fulfill detailed quality requirements of some governor manufacturers concerning the hydraulic oil that can be used.

Not so with the jet tube nozzle system, which is therefore used as the principal control mechanism (hydraulic converter). Various devices for mechanical adjustment, pressure, electrical values and target inputs are located for easy access. Reliability of this system is greater by, let say a factor of 10 compared to conventional proportional valve systems.

The regulating devices essentially consist of standardized components, namely

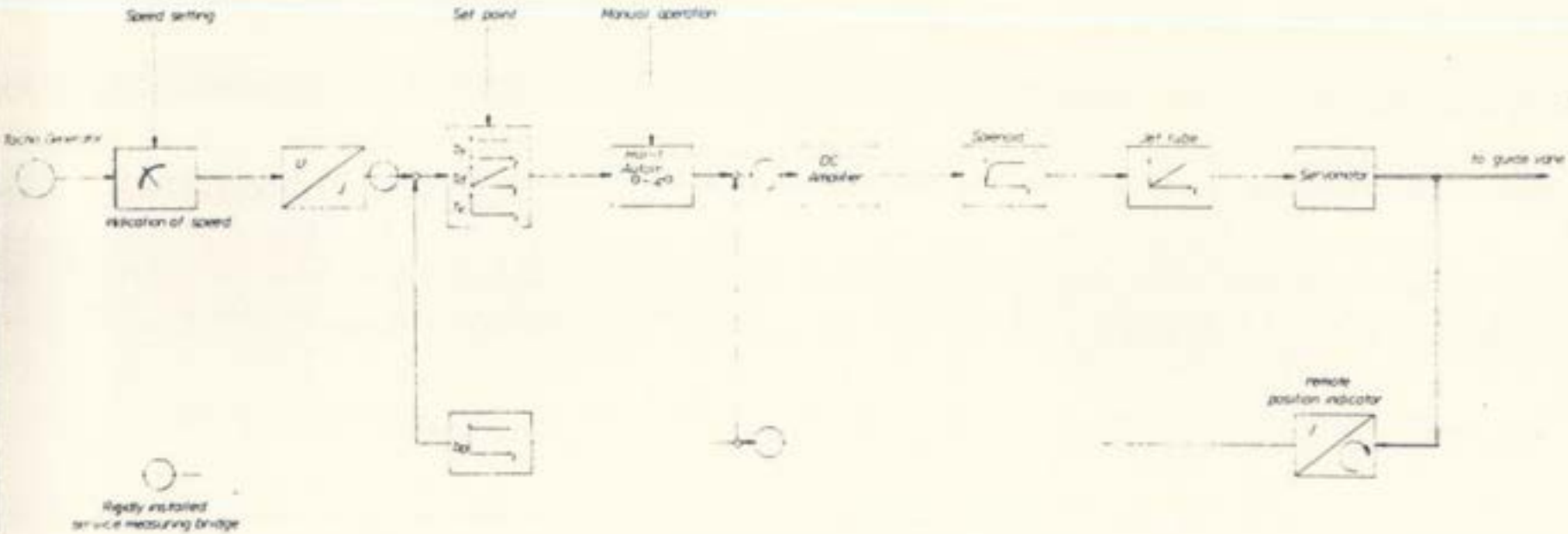
- Speed governor PID-characteristics, housed in the turbine control panel
- Hydraulic power unit with control mechanism and hydraulic solenoid valves
- Servomotors
- Position indicator for the turbine control devices
- Tacho generator for speed indication. Water level indicator.

If a synchronous unit is operated in isolated condition, it will only be controlled by its speed. The tacho-generator must supply the amount of energy, at constant voltage and frequency at any load, the consumer tied into this grid requires and must do so from zero to full load. Start-up and subsequent shut-down without a battery system, which is expensive to maintain, must be possible.

The functioning sequence of the speed regulator is shown by the block diagram (Figure 4).

The set point characteristics for the OSSBERGER Speed Governor, installed at Tenwek, are as follows:

Figure 4



Governing System
Typ S-1HK

Zeichn Nr N 126.3

- page 15 -

161 A

adjustment range:

temporary speed droop b_t	0 - 150 %
time constant of the damping device T_D	1 - 30 sec.
permanent speed droop b_p	0 - 6 %
closing/opening time:	3,5 - 50 sec.

5.3.4 Fly-wheel:

The basis for constant speed regulation of the unit at varying loads also includes the starting time of the machine set depending on the time required for admission of the water. To some extent it may have to be supplemented by a fly-wheel. In case of Tenwek this resulted in a fly-wheel with an inertia of 756 kpm². The fly-wheel has been supported on a separate pedestal and is designed for a bt of 15 %.

(6) PROJECT CONSTRUCTION:

6.1 Reservoir and Dam:

The majority of the construction work for the structures was performed by employing local tribal people of the Kipsigiis tribe who were directed by two missionary construction supervisors and a national foreman. Engineering was done primarily on site by the project engineers. The project budget did not allow for buying a significant amount of construction equipment, therefore, most of the work was done with on-site material and equipment.

All of the concrete aggregate (about 1,300 m³) was hand broken from field stone using hammers. All of the sand was carved by hand out of a loosely cemented sand deposit about 15 km away and trucked to the project site. The concrete was mixed in a diesel powered 0.33 m³ concrete mixer with a hydraulically raised hopper which was loaded by hand. All concrete was placed by chutes of wheelbarrow.

All of the river diversion work was done by hand using jute bags filled with earth. The foundation preparation work was performed using hand tools and air powered jack hammers. All loose stone was removed and a rock key at the heel of the dam was excavated as required by the dam construction permit issued by the Kenyan Ministry of Water Development. The dam was poured in 6 independent concrete blocks which were joined by 22 cm PVC waterstops 50 cm from the upstream face.

6.2 Penstock:

The steel penstock was placed in 6 meter long sections and welded in place. The sections were placed by use of an existing D-5 Caterpillar tractor with a rear boom. The penstock spanning from the bluff to the powerhouse was erected as a single piece by lifting two sections and a bend which had been welded together. During the installation of the penstock, the end of the penstock was out-of-round. Considerable effort was expended using chains

with "come-alongs" and hydraulic jacks to reform the end of the penstock. The welds were checked with dye penetrant for porosity and cracks. Although the welds were not pretty to look at, they were functionally sufficient.

6.3 Powerhouse:

Approximately one-half of the building is built where the river formerly existed. The building foundation was constructed using a small earth cofferdam and excavating behind the cofferdam for the foundation.

Dewatering of the excavation was maintained by two gasoline pumps, which were run 24 hours a day. A 1 cubic yard backhoe was hired for the excavation work. The concrete footings were poured on weathered rock.

6.4 Mechanical:

The details for the mechanical installation of the turbine were obtained directly by dictation from an installation engineer at the manufacturer's plant in West Germany. The manufacturer demonstrated in his plant the correct installation and placement of all parts and the correct fit-up of the mechanical components for the turbine. Verbal instructions given during the shop assembly were written down and hand carried to the site, where they were used as the reference for final installation. The turbine/generator manufacturer supplied all of the anchors, drill bits, tools, precut piping for the cooling lines, and necessary hardware to complete the mechanical installation. The assembly of the turbine and its associated equipment, fly-wheel, and generator proceeded smoothly.

6.5 Electrical:

The construction of the powerline and the substations was done by a local electrical contractor certified by Kenya Power and Light Company using the International Electrical Code as a standard. The powerline equipment such as poles, insulators, transformers, etc. were difficult to purchase in Kenya since Kenya Power and Light Company, the only utility in Kenya, purchases equipment from Europe only for themselves. Many of the crossarms, guy wire anchors, and brackets were fabricated in the hospital's maintenance shop to avoid delays. In order to save money, the volunteer onsite engineer aided the contractor in supervising his crew, setting the poles, and fabricating much of the necessary hardware. When the contractor fell behind schedule, the project staff took over in assembling several of the substations. After construction was satisfactorily completed, a Kenya Power and Light inspector checked the installation and issued a certification of completion to the hospital.

Total time of construction of the powerline was about two months while the installation of the turbine generator and associated equipment was about four weeks. The project was not pressed for

time in the construction of the powerline since it took place before the delivery of the turbine/generator. This was fortunate since the project experienced countless delays with the local electrical contractor. The installation of the turbine/generator was done without incident by six volunteer North Americans who were experienced in this type of work.

(7) STARTUP AND OPERATION:

The plant startup procedure was divided into two major steps. The first step was the initial electrical testing and the calibration of the guide vanes on the OSSBERGER Cross-flow turbine with the system unwatered. The second step was the dynamic testing with the system hydroplant supplying voltage and current into a dummy load. Intermeshed with these tests was the initial energization of the 11 kV powerline and substations.

The initial electrical tests began with the generator leads disconnected. All of the circuitry from the load side was energized since it was being supplied from the diesel generator set. This required energizing the 11 kV powerline and substations for the first time. During the initial testing of the control and monitoring circuitry, a written startup procedure was generated "on site" based on the manufacturer's electrical drawings in order to test each section of the system. The generator and powerline protection logic was set to the proper set points. Calibration and verification of the operation of the governor took the most time. Alignment of the guide vane position potentiometers and the stroke limit switches was critical to the overall performance of the turbine. Details from the manufacturer on the governor system were sketchy, but after considerable time studying the drawings, it became more obvious how the system was to operate.

The penstock was watered up and the smaller guide vane was opened slowly to allow the turbine to start turning. Then it was quickly closed to check for rotation vibrations or binding. Next the machine was brought up to speed and remained at speed "no load" for one half hour. Bearing temperatures, etc. were then checked. A run-away speed test was performed at full guide vane opening and 100 % forebay level. The plant was then shutdown and the generator cables were connected.

Before the dynamic energized testing began, a dummy load was built from instructions out of a Caterpillar Tractor Company technical bulletin.

The turbine was again brought up to speed "no load" and proper generator voltage and frequency verified. Load testing and efficiency testing was done simultaneously. On February 13, 1987, the TENWEK HOSPITAL was supplied electrical energy from its own hydroelectric plant. Total time from the delivery of the turbine, generator, and associated powerline equipment until "power production" was 6 weeks.

The equipment has performed according to specifications during the past years. The plant has experienced few shutdowns during this time. Two of these were component failures, two were tree branches falling on the

powerline, and two were underfrequency trips due to the turbine runner being swamped because of improper adjustment of the vacuum in the draft tube. The plant runs unattended 95 % of the time.

(8) ECONOMY:

Due to the lack of spending power, supplying electricity to rural areas in developping countries is of little interest to the utilities. If, however, the rural exodus is considered, for example, the importance of having a sure and reliable supply of electric energy for artisans and small craftsmen will soon be recognized.

It is not the question of the energy agent - as far as a hydraulic potential is available. If a short-term economic calculation should speak in favour of a fossile fuel plant it will also be essential to consider the social costs arising from the generation of electric energy and/or the saving of social costs due to the lack of prejudice to the environ-ment imposed by hydropower.

For an economic evaluation the following figures should be determined:

(1) Investment costs
(2) Annual generation of the unit
(3) Costs for the energy alternative
(4) Capital interest
(5) Current operation and maintenance costs
(6) Annual depreciation.

8.1 Investment Costs:

Exact records are available from the book-keeping of the Hospital regarding the investment costs serving as the basis for the financing organization:

Civil Works:	US $ 436,641.00	(53 %)
Turbine/Generator unit:	US $ 225,280.00	(27 %)
Piping:	US $ 49,600.00	(6 %)
Electrical Work:	US $ 115,808.00	(14 %)
	US $ 827,329.00	

This amount includes all expenses for planning, transportation and installation, i.e. they refer to the turn-key completion of the project. Referred to the nominal output of 320 kW the installed costs will amount to:

US $ 2,585.00/kW

8.2 The Annual Power Generation:

The hydroelectric power station has been equipped with a kWh-meter and an operating hour meter. According to the available records the consumption of the electric energy has risen by a rate of 16 % from the year of putting the unit into operation until the second year of service.

Due to power supply without operating costs there is no question that the consumption requirements and thus the generation of electric energy will also rise in the future. The annual increase has been assumed at a rate of 5 %.

During the first year of operation 808,070 kWh were produced with an operating time of 8,392 hours.

8.3 Alternative Energy:

Due to the location of the hospital, it is not anticipated that the hospital will be intertied with the main grid in the course of this decade. Therefore the Diesel aggregate will remain the only available energy alternative to the installed hydropower station. The avoided costs, which would have become due with a Diesel aggregate, are the basis for the calculation of economy. According to the available records the Diesel Aggregates of the hospital would have consumed, appr. 89,000 gallons of Diesel fuel for generating the a.m. annual power of 808,070 kWh. Diesel fuel costs amount to $ 1.739 per gallon, i.e.:

89,000 gallons x US $ 1.739 = US $ 154,771.00 p.a.

$$\frac{\text{US \$ 154,771.00}}{\text{808,070.00 kWh}} = \text{US \$ 0.19/kWh}$$

This does not yet consider maintenance costs for the Diesel Generator.

8.4 Capital Interest:

Principally the actually paid interest is composed of the real interest and a compensating amount for inflation. In order to simplify the calculation constant figures were assumed regarding the duration of the project work for the factors:

- Interest
- Operating costs of the energy alternative,

i.e. there is no need for any additional price rates.

Taking into account the above, real interest has been assumed with 3 % p.a. Interest will be paid on investment costs minus the annual redemption.

8.5 Current Costs arising from the Operation of the Hydropower Unit:

The records of the hospital are evidencing operation and maintenance costs for the hydropower station in the amount of:

Salaries and wages:	KSh	24,560.00
Oil and grease:	KSh	1,572.00
Paints:	KSh	3,000.00
Detergent:	KSh	312.00
Brooms:	KSh	56.00
Miscellaneous:	KSh	50.00
	KSh	29,550.00

Using an exchange rate of appr. 18.5 KSh per US $ will result in an amount of US $ 1,597.29.

The further calculation will assume US $ 1,600.00 per year for maintenance purposes.

Although investment costs include a spare part package, for comparison purposes, a rate of 1 % of the turn-key investment costs used for spares and servicing per year.

So the following amounts are obtained:

Operating and Maintenance:	$ 1,600.00
Spares and Servicing:	$ 8,300.00
Current costs:	$ 9,900.00/year

8.6 Annual Depreciation:

Taking into account life expectancy of the Hydro Station an annual amount will finally turn out, with a linear depreciation, of:

Title	Costs (US $)	Utilization (Years)	Depreciation per year ($)
Civil constr.	436,641.00	50	8,732.82
Turbine/Generator unit	225,280.00	20	11,624.00
Penstock	49,600.00	25	1,984.00
Electrical equipment	115,808.00	20	5,790.40
			28,131.22

For the rest an annual depreciation of $ 28,000.00 is expected.

In this case the declining depreciation is without interest as fiscal aspects are not taken into consideration here. With a progressive depreciation the time of amortization would be shortened due to the increasing annual amounts of depreciation.

8.7 Economic Result:

On the basis of the first calendar year the calculation of rates is displayed by the following schedule:

(a)	Annual generation - refer to para 8.1 -			808,070.00 kWh
(b)	Costs for alternative energy - refer to para 8.2 -		US $	0.19/kWh
(c)	Annual yield: Annual generation x costs/kWh = annual yield			
	808,070.00 kWh x US $ 0.19/kWh =		US $	153,530.00
(d)	Interest - refer to para 8.3 - 3 % out of 827,329.00 =		US $	24,820.00
(e)	Current costs - refer to para 8.4 -		US $	9,900.00
(f)	Depreciation - see para 8.5 -		US $	28,000.00
(g)	Amount of recovery:			
	Annual yield	$ 153,530.00		
	./. interest $ 24,820.00			
	./. current costs $ 9,900.00			
	./. depreciation $ 28,000.00			
		$ 62,720.00		
	Amount of recovery:	$ 90,810.00	$	90,810.00

During the second year an amount is obtained as the basis for the return of interest of:

Initial capital:	$ 827,329.00
./. amount of recovery:	$ 90,810.00
Remaining capital:	$ 736,519.00

Year	a (kWh)	b ($/kWh)	c ($)	d ($)	e+f ($)	g ($)	h ($)
1	808,000	0.19	153,520	24,820	37,900	90,800	736,529
2	850,000	0.19	161,500	22,100	37,900	101,500	635,029
3	900,000	0.19	171,000	19,050	37,900	114,050	520,979
4	950,000	0.19	180,500	15,650	37,900	126,950	394,029
5	1,000,000	0.19	190,000	11,850	37,900	140,250	253,779
6	1,050,000	0.19	199,500	7,650	37,900	153,950	99,829
7	1,100,000	0.19	209,000	3,000	37,900	168,100	

The period for full recovery will amount to approx. 6 years.

Prospect:

Theoretically the annual output of the power unit is calculated with:

320 kW nominal power output x 8,760.00 operating hours/year =

2.8 million kWh

Assuming a max. plant factor of 60 % only an annual output of 1.7 million kWh will turn out as a long-term value.

When the recovery period will have expired the required amounts will be as follows:

current costs:	US $ 9,900.00
redemption:	US $ 28,800.00
	US $ 38,700.00

This will result in operating costs of:

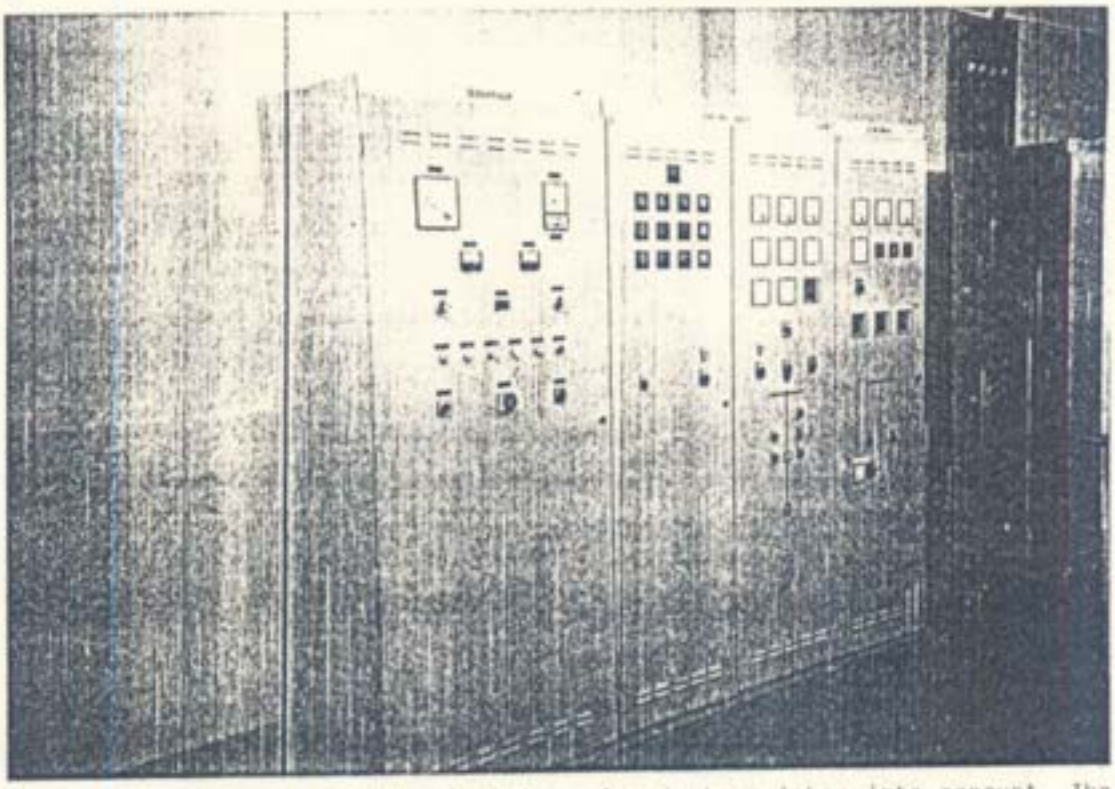
US $ 38,700.00 / 1,700,000.00 kWh = US $ 0.02/kWh

(9) CONCLUSION:

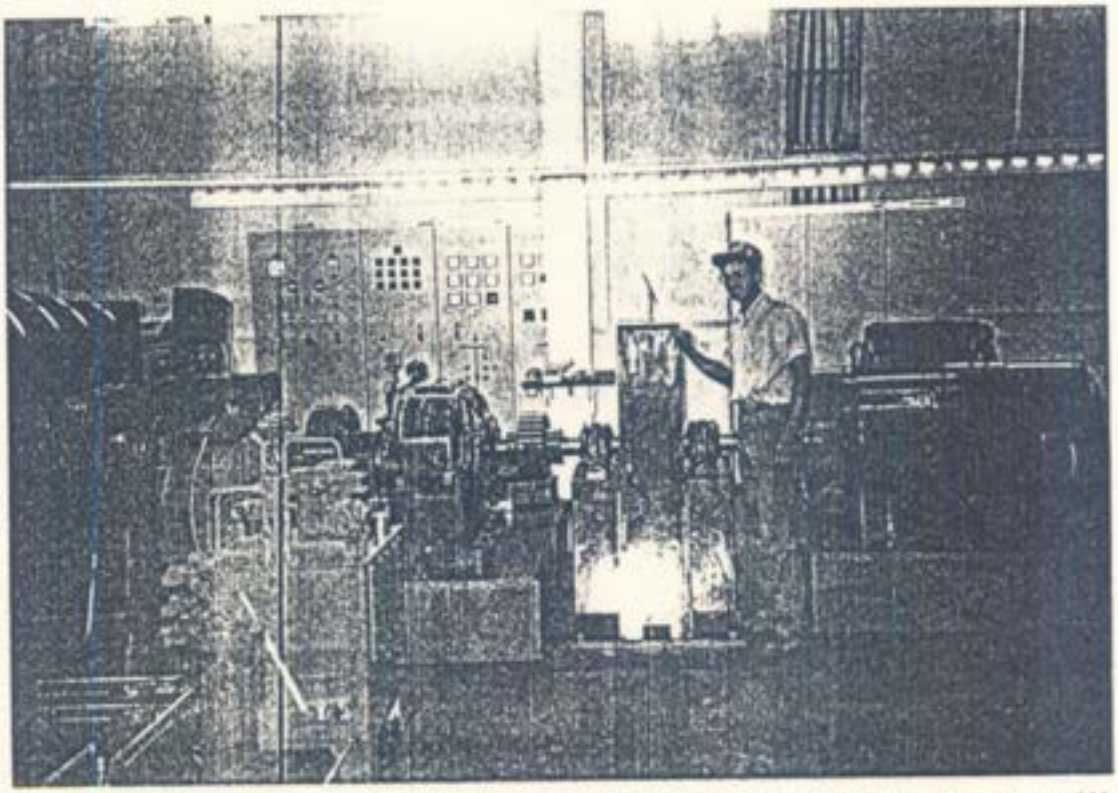
The 320 kilowatt hydro power plant installed at the IENWEK HOSPITAL has operated reliably. The project was a demanding effort for the volunteer engineers and missionaries.

Excellent communication and cooperation with the consulting engineer and the equipment supplier, coupled with the local labor force and its supervision, allowed the project to be completed successfully for a price of US $ 830,000. This is US $ 2,600 per kW installed for one unit. The powerhouse and intake are designed to add another 320 kW unit. If the second unit is added, the cost for the total project is estimated to be approximately US $ 1,800 per kW installed. These are reasonable costs for small hydro power such as this.

The real justification for the project is borne out by the fact that the hospital has reduced its operating costs by approximately more than US $ 150.000,-- even in the first years of operation. This reduction in cost is directly attributable to fuel cost savings. In simple terms, the hydroelectric power plant will pay for itself in approximately 6 to 7 years.



The future extension of the plant has already been taken into account. The switchboard has been divided into a power and a control part. Our photo is showing, from the left to the right: speed governor, generator protection, generator metering, synchronizing equipment, HV equipment.



The overall powertrain, composed of (from the left) turbine, gearbox with couplings, fly-wheel support, generator. In the front part the hydraulic aggregate of the speed governor.

171 A

OSSBERGER TURBINES, INC.
5709 South Laburnum Avenue
Richmond, Virginia 23231
TEL: 804-226-9180
FAX: 804-222-1097

OSSBERGER

Project Name: _____

Customer : _____ Tel.: _____

Address : _____

1a) Gross head (static head): _____ ft b) Net head: _____ ft

2. Available water flow? (approx. months per year)

Maximum: _____ cfs for _____ mths.
Minimum: _____ cfs for _____ mths.
Average: _____ cfs for _____ mths.

3. Maximum expected output at generator terminals: _____ kW

4. Is a reservoir available? Size: _____ acre feet

5. How is the flow conducted to the turbine?

a) open canal: ( ) length _____ ft x width _____ ft x depth _____ ft

b) penstock : ( ) length _____ ft Mat'l. _____ I.D. x t _____ x _____ in

c) others : ( ) length _____ ft _____

6. Type of machinery to be driven?

a) three-phase induction generator ( )
b) three-phase synchronous generator ( )
c) mechanical drive units ( )
d) others ( ) _____

Voltage _____ V
Frequency _____ Hz
Speed _____ rpm

7. Turbine regulation?

a) manual ( ) c) automatic speed governor ( )
b) automatic water level control ( ) d) automatic speed- and water level control ( )

8. Maximum permissible pressure rise in penstock (if known) _____ psi

9. Water quality (e.g. silt content, pH-value, etc.) _____

10. Scope of supply:

Turbine	( )	Generator	( )
Regulator or Governor	( )	Switchgear	( )
Speed Increaser (if required)	( )	Service valve	( )

If installation is planned with powerhouse existing, please submit site plans and drawings (if available).

The undersigned is responsible for the accuracy of the data given above.

_____
Signature and Date

GLOSSARY FOR TURBINE QUESTIONNAIRE

1. Gross head is defined as the vertical distance between head- and tailwater level.

2. A flow duration curve is preferred, if available.

4. Data required for governor capacity.

5. Information needed for calculating net head.

6a. A three-phase induction generator can be used for operating parallel with the utility grid.

b. A three-phase synchronous generator is needed for stand-alone generation or for grid parallel operation with the ability to provide emergency power in case of grid failure

c. Pumps, mills, sawing machinery, etc.

7a. Manual turbine operators do not permit automatic operation.

b. Turbine regulation for run-of-the-river plants with grid parallel operation, controlled by available flow (water level signal).

c. Stand-alone operation requires speed control, to prevent frequency deviations caused by load changes.

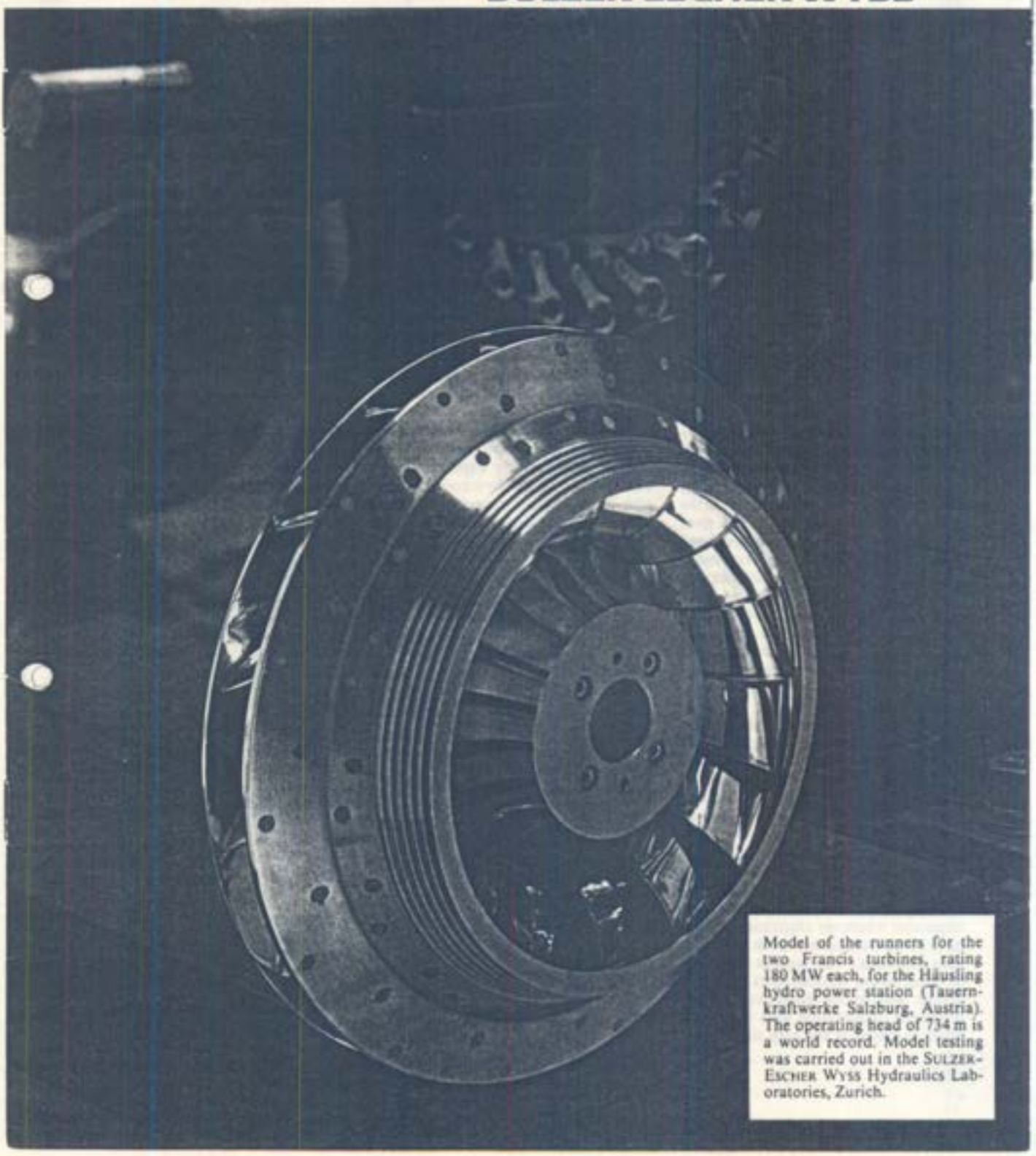
d. Turbine regulation can be varied between water level control for grid parallel operation and speed control for stand-alone (isolated) operation.

8. Length of penstock is important for design and capacity of speed governor for stand-alone generation.

W. Meier, N. Meystre

Modern Machinery for
Hydro-Electric Power Stations

SULZER ESCHER WYSS



Model of the runners for the two Francis turbines, rating 180 MW each, for the Häusling hydro power station (Tauernkraftwerke Salzburg, Austria). The operating head of 734 m is a world record. Model testing was carried out in the SULZER-ESCHER WYSS Hydraulics Laboratories, Zurich.

Modern Machinery for Hydro-Electric Power Stations

W. Meier, N. Meystre, Hydraulics Division, Escher Wyss Group

1070

Water power is the oldest and, at the same time, the most successful way of utilizing solar energy. It can be applied in many different ways, as manifested in the Escher Wyss Hydraulics Division programme (see also Fig. 1). More detailed information on the specific problems in this sector is given in "Escher Wyss News".

Economic aspects

In the search for economically exploitable energy sources, increased attention has been paid in recent years to the *constantly self-renewing* water power as a large-scale form of solar energy. This is particularly important since, so far, only about 15 % of the world wide potential of economic hydraulic energy has been utilized. Consequently, in the last few decades, big run of the river and pumped storage stations have been built, with relatively large reservoirs and impressively high unit outputs. The aim has been to produce as much power as possible at economic cost levels and with acceptable ecological interference. These objectives will continue to be valid in the future for large power stations.

The *storage* of hydraulic energy is still the most practical way of retaining large quantities of energy in an economic way for immediate availability. For this purpose river water can be stored behind a weir or a dam, and easily complemented with pumped storage. This possibility is being increasingly made use of for storing surplus thermal base load energy.

Since the rise in oil prices, however, small power stations have become important wherever electricity or fuels have to be transported from considerable distances. The present topicality of small power stations goes back in a certain way to the beginnings of hydropower exploitation with water turbines as found at the turn of the century.

Hence any description of modern hydro-electric machinery should mention, apart from spectacularly large or powerful turbines, the modern small turbines which are usually standardized.

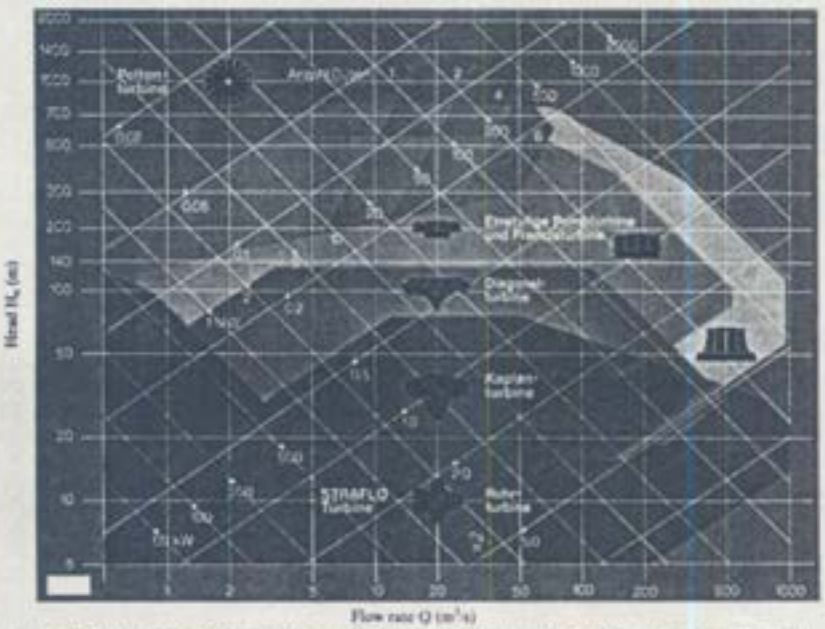
Of great importance for countries whose hydro-electric potential is already being widely exploited, is an examination of *modernization, extension* or even *replacement* possibilities for old installations, some have which have been in operation for over 50 years. Investigations have shown that the annual output of some of these plants can be considerably increased.

Axial flow turbines

Apart from the tendency to make increased use of small hydro-electric power stations, it is also apparent that the low head sites, with heads of up to about 20 m, regarded decades ago as uneconomical, are now becoming viable.

Axial flow bulb turbines are being increasingly applied within this range, instead of the vertical Kaplan turbine with concrete spiral casing and elbow draft tube. The generator of these units is usually direct-driven and is housed in a watertight bulb immersed in the turbine intake. In comparison to vertical Kaplan turbines, bulb turbines have a high efficiency at full load together with greater specific flow capacity, and require less outlay for power house construction.

The world's largest bulb turbines to date were manufactured by ESCHER WYSS for the Racine power station on the Ohio river, USA, and will be put into operation this year. Their four-blade runners of 7.7 m diameter have an output of 24.6 MW under a head of 7 m *(Fig. 2)*.



1 Application range of the various types of water turbine. Supremacy in all these types requires wide experience and intensive research activities. Escher Wyss has been supplying water turbines worldwide for more than 140 years.

2 Already in 1936 Escher Wyss built the world's first classical bulb turbine with generator bulb immersed in the turbine intake. The entirely axial flow bulb turbine has high efficiencies and high specific capacity. The world's largest bulb turbines are at present being installed in Racine power station (USA). The illustration shows the distributor in the background and in the foreground the 7700 mm diameter runner of one of these turbines.

3 Another type of axial flow turbine developed by Escher Wyss is the Straflo turbine with outer rim generator around the runner. A Straflo turbine with 7600 mm runner diameter is being supplied for Annapolis tidal power station in Canada. The illustration shows the installation of a Straflo turbine with 3000 mm runner diameter at Höngg, Switzerland.

4 Small hydroelectric energy potential can be advantageously utilized with standardized turbines such as the tubular turbines produced by the Bell Engineering Works Ltd., a company forming part of the Escher Wyss Group. As an example the illustration shows a tubular turbine producing 1060 kW under a head of only 2.7 m (Perlen, Switzerland).

5 Vertical Kaplan turbines with spiral casings and elbow draft tubes are suitable for higher heads of up to about 50 m. The illustration shows the runner and head cover of one of the 14 Kaplan turbines at Jupiá (Brazil), with an output of 107 000 kW each under a head of 23 m.

About ten years ago ESCHER WYSS started further development of a type of turbine patented by L. Harza in 1919. Such turbines were installed in 16 power stations containing 73 units, all of ESCHER WYSS manufacture, between 1937 and 1950. The modern version of this machine, known as the STRAFLO turbine, is also an axial flow turbine. In this case, however, the generator is arranged around the runner with its poles attached to an outer rim *(Fig. 3)*. The efficiency of STRAFLO turbines does not quite reach the high values attained by bulb turbines, but this type of design overcomes the problems of output limitation due to the space restraints and cooling requirements of classical bulb turbines. Furthermore, the costs of the power house and generator are lower, and the flywheel effect is larger than that of bulb turbines, which is often desirable for stability reasons.

Modern STRAFLO turbines are in operation or under construction in four power stations in Belgium, Austria and Switzerland. The largest STRAFLO turbine to date is presently being manufactured for the Annapolis tidal power station in the Bay of Fundy (Canada). The runner has a diameter of 7.6 m, with an output of 20 MW under a maximum head of 7.1 m.

The type *S axial flow turbine*, another type of earlier design, has been redesigned and standardized for outputs of up to about 10 MW. The horizontal shaft of this machine is led out of an S-shaped draft tube and usually drives a faster-running generator via a gearbox *(Fig. 4)*.

Kaplan and *propeller turbines* are still used for heads from 20 to 50 (70) m, and the vertical shaft configuration is employed almost exclusively for large outputs *(Fig. 5)*. ESCHER WYSS is a pioneer in the conception and manufacture of Kaplan turbines. Many imposing units have been built in the last few years, for example, Kaplan turbines for the Cedillo power station in Spain (4 × 110 MW) and six propeller turbines, each rated at 103 MW, for the Jebba power station in Nigeria.

Francis turbines

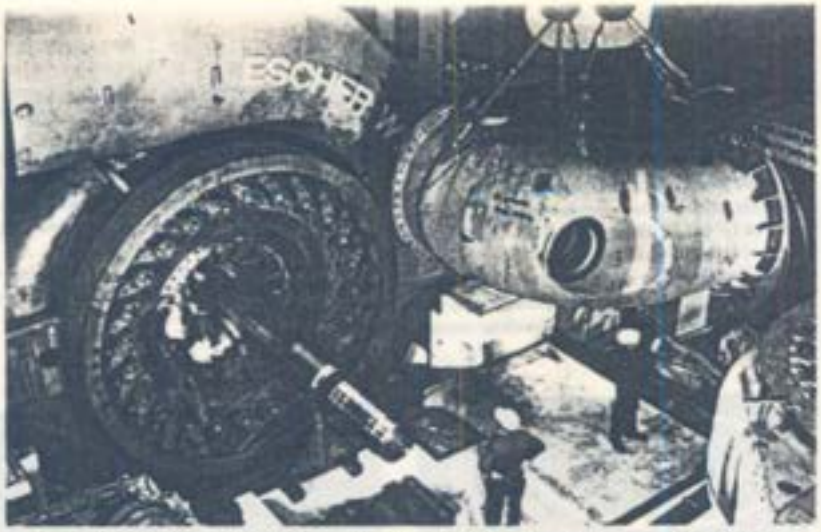
The largest head and flow range is covered by the *Francis turbine*. Two of the latest installations are the Malpaso power station in Mexico with two units producing 219 MW each under a head of 90 m, and the six turbines at Karakaya power station in Turkey, each of which produces 340 MW under a head of 156 m *(Fig. 6)*. The runners of the turbines for Karakaya have been welded.

ESCHER WYSS has always taken the lead in manufacturing *high head Francis turbines*. The four Francis turbines with an output of 262 MW under a head of 652 m at the Wehr-Hornberg pumped storage station in the Federal Republic of Germany are still the world's most powerful horizontal Francis turbines *(Fig. 7)*.

After detail model tests in the ESCHER WYSS laboratories, two Francis turbines were recently ordered from our Austrian licensee Maschinenfabrik Andritz for the Häusling power station in Austria. These turbines have an output of 180 MW under the highest head (734 m) so far applied to Francis turbines.

The same client has had Francis turbines operating in Rosshag power station for years under a head of 672 m (the previous record).

6 Francis turbines are the commonest type of water turbine (see also Fig. 1). This illustration shows a medium head Francis runner with an output of 340 000 kW. Six such turbines will be installed in Karakaya power station, Turkey.



7 Escher Wyss is a world leader in the construction of high head Francis turbines. After Fionnay, Switzerland (head 455 m), Ferrera, Switzerland (522 m) and Rosshag, Austria (672 m), Maschinenfabrik Andritz, a licensee of Escher Wyss received an order recently for the Francis turbines for the Häusling power station, Austria, with a new world record head of 734 m. Each turbine will have an output of 180 000 kW. The illustration shows the erection of one of the four Francis turbines at Wehr-Hornberg, Federal Republic of Germany, which are the world' most powerful horizontal Francis turbines with an output of 262 000 kW under a head of 652 m.

Pelton turbines

Several powerful vertical six-jet Pelton turbines have been supplied to various countries in recent years *(Table 1)*.

The two units at Sellrain-Silz (Austria) are among the world's most powerful Pelton turbines. These have an output of 260 MW each under a maximum head of 1237 m *(Fig. 8)*.

Standardized turbines

As previously mentioned, standardizing is possible for small turbines.

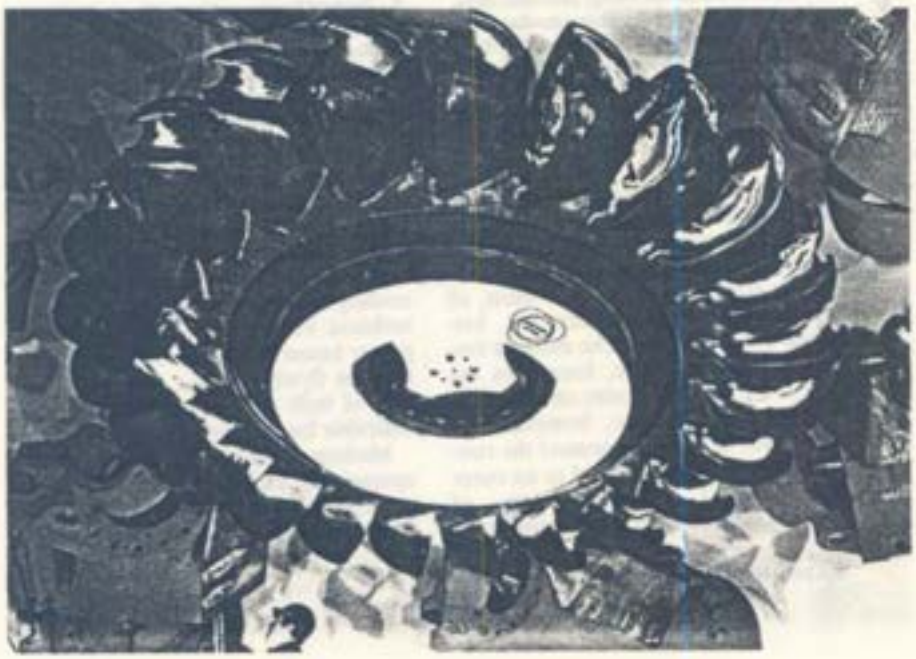
These standardized small turbines are produced by the Bell Engineering Works, Kriens, a member of the ESCHER WYSS group. Their head range is 2 to 800 m, and outputs are up to 2000 kW for Pelton and Francis turbines, and up to 10 000 kW for tubular types.

Pumped storage stations

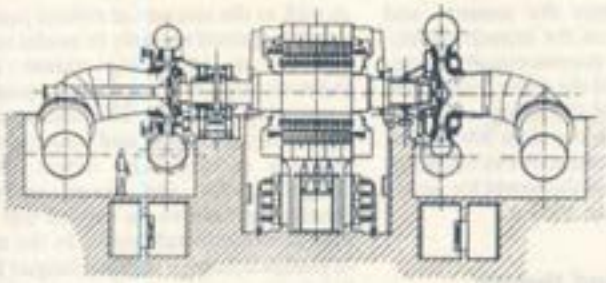
Separate pumps and turbines were used almost exclusively in earlier pumped storage stations. This means that a Francis or Pelton turbine and a *storage pump* were located on the same shaft as the synchronous motor-generator. Separate pumps and turbines are still used today in the case of different power requirements for pump and turbine, large head ranges or special operating requirements. For example the Grimsel II East pumped storage station (Switzerland) has been equipped with four horizontal shaft Francis turbines of 106 MW each *(Fig. 9)*. The four corresponding single stage storage pumps require a maximum input of 92 MW each. Even more powerful units are installed in the Waldeck II pumped storage station (Federal Republic of Germany). The vertical single stage ESCHER WYSS storage pumps in this power station require a maximum input of 234 MW *(Fig. 10)*.

Table 1: Some notable Pelton turbines produced by Escher Wyss

Plant (country)	Head (m)	No. of jets	Output per turbine (kW)
Vertical sets			
Sellrain-Silz (A)	1237	6	260 000
San Carlos (CO)	587	6	175 000
– world's most powerful Pelton turbine power station (1400 MW)			
San Agaton (YV)	383	6	174 500
– world's largest jet diameter and Pelton buckets			
Tysso II (N)	720	6	97 000
– first six-jet Pelton turbine in Europe			
Guatapé (CO)	836	4	78 200
Pueblo Viejo (CA)	567	6	72 000
Horizontal sets			
Stalden (CH)	1003	2	92 250
Tierfeld (CH)	1036	4	91 600
Innertragant (A)	1177	2	32 900



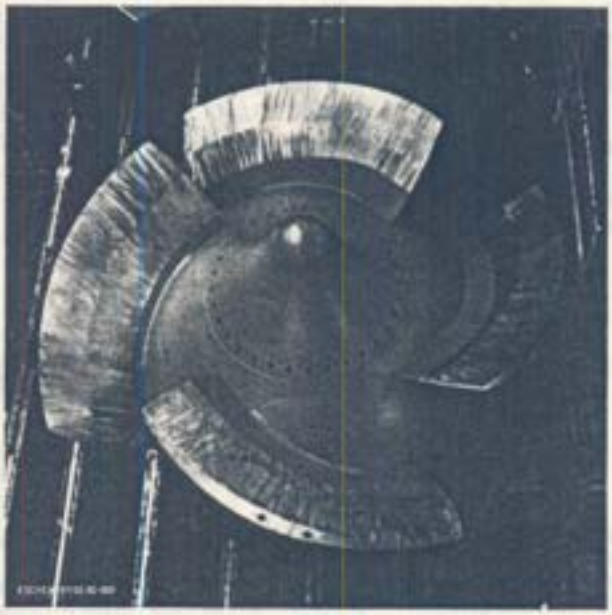
8 Pelton turbines utilize the highest heads. The illustration shows one of the six-jet Pelton turbines at Sellrain-Silz, Austria, with a unit output of 260 000 kW under a head of 1237 m. Escher Wyss also has Pelton turbines in production with the world's largest buckets (overall bucket width 1200 mm) for San Agaton, Venezuela. Each of these units has an output of 174 500 kW.



9 Special requirements with regard to output, operating heads and operating mode of pumped storage stations may demand separate pumps in combination with Pelton or Francis turbines. The illustration shows a longitudinal section through one of the four sets for Grimsel II East power station in Switzerland, with the following technical data:
Turbine (left): 106000 kW, head 458 m
Pump (right): 91800 kW, delivery head 460 m

10 Storage pumps have always been an Escher Wyss speciality. The six-stage storage pumps at San Fiorano, Italy, with the world's highest head of 1440 m, and the single-stage storage pump at Waldeck II, Federal Republic of Germany, with a power consumption of 234000 kW are peak achievements. The illustration shows the rotor of one of the four Escher Wyss storage pumps at Roncovalgrande, Italy, with a power consumption of 92086 kW at a head of 757.5 m.

11 Reversible pump-turbines combine the functions of pump and turbine. The illustration shows one of the two multi-stage pump-turbines at Edolo, Italy, during the pressure test at 240 bar.



12 Pump-turbines are also used for low heads. As an example, the illustration shows the adjustable runner (4800 mm diameter) for one of the two pump-turbines at Guijo de Granadilla (see *Table 2*)

Table 2: Some notable pump-turbines produced by Escher Wyss

Plant (country)	Pumping head (m)	No. of stages	Rating as pump (P) or turbine (T) (MW)
High head:			
Edolo (I)	1287*	5	129 (T)
Chiotas (I)	1070	4	152* (P)
Moralets (E)	786	3	75 (P)
Presenzano (I)	501	1	250 (P)
Brasimone (I)	386	1	170 (T)
Vianden 10 (Lux.)	295	1	215 (P)
Low head:			
Guijo de Granadilla (E)	24	1	27 (P)
Busko Blato (YU)	16	1	3 (P,T)

* World record

Far more reversible *pump-turbines* have been installed in pumped storage stations instead of separate pumps and turbines for some 25 years now. The commonest arrangement is the vertical single stage pump-turbine with adjustable guide vanes. Well known examples are the pump-turbines at Vianden 10 (Luxembourg) – P = 210 MW, H = 290 m – and Presenzano (Italy) – P = 250 MW, H = 500 m.

The characteristics of modern large grid systems are such that it has also become possible to use pump-turbines with fixed guide vanes, which in turbine mode have a power output entirely dependent on the actual operating head. Such machines are suitable in multi-stage versions for large heads *(Fig. 11)*, well outside the range of single stage machines so far. *Table 2* gives a summary of pump-turbines ordered in recent years from ESCHER WYSS.

Only in relatively few cases are pump-turbines used for heads under 50 m. In this respect the four units installed in the La Plate Taille pumped storage station in Belgium are worth mentioning. The maximum operating heads at this station are about 48 m and the output of each of the units is 40 MW. In Spain two pump-turbines are in the course of erection which have a turbine output or pump input of 27 MW under an operating head of only 25 m. Their design is unusual; the motor-generator is housed in a bulb in the same way as for a bulb turbine. These diagonal pump-turbines have a runner with four adjustable blades *(Fig. 12)* and a distributor with 14 fixed guide vanes.

Shut-off valves

Apart from hydraulic machines, ESCHER WYSS supplies other hydromechanical equipment for power stations, above all butterfly valves and spherical valves, as well as penstocks and distributor mains.

Butterfly valves are usually of the biplane type, which has the advantage of low hydraulic losses *(Fig. 13)*.

More than 1000 *spherical valves* have been manufactured by ESCHER WYSS with diameters of up to 3.2 m and for design heads of up to 1700 m *(Fig. 14)*.

Distributor mains

The world's largest *manifold*, with an inlet diameter of 13.26 m, is at present being installed at Tarbela power station in Pakistan. This manifold, manufactured from fine grain steel plate, also has the largest capacity factor $H \cdot D^2$ of 28430 m³. The sickle-shaped ESCHER WYSS interior reinforcing rib makes exterior reinforcement unnecessary, and at the same time considerably improves the security and loading capacity of the branch pieces.

Precise flow measurements have, moreover, proved the more favourable energy balance of this design. For this reason there are more than 500 branch pieces of this ESCHER WYSS design in service throughout the world for heads of up to more than 1000 m.

Governors and thrust bearings

The manufacturing programme of the ESCHER WYSS Hydraulics Division also includes *electronic governors* and the corresponding automatic regulating devices. *Thrust bearings* have so far been manufactured for axial thrusts of up to 23000 kN. One of the powerful pumps at San Fiorano (I) was the first machine to be fitted with a hydrostatic thrust bearing incorporating the latest technological advances and having extremely low friction losses.

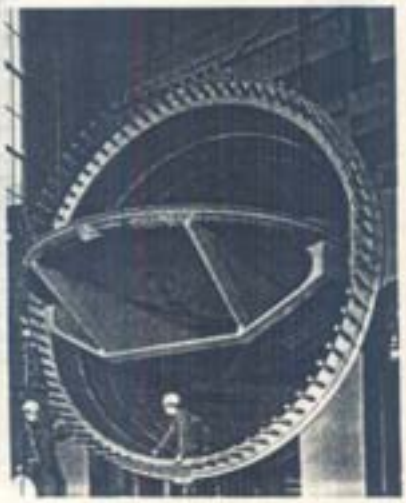
Research and Development

The hydraulic charactertistics, cavitation behaviour, radial and axial forces, as well as the stresses at critical points, are determined not only in model tests, but to an increasing extent also theoretically by applying complex computing methods. This also applies to stability problems and structural vibrations of hydraulic origin. New design studies and stress analyses repeatedly have to be carried out for hydroelectric installations. In the case of pumped storage stations fatigue also has to be considered, due to the large number of starting and stopping sequences.

ESCHER WYSS has been concerned from the start with the development of hydroelectric machinery and equipment. The company has had its own laboratories since 1910, and today research is carried out in several laboratories on many different test rigs, with a total installed rating of over 4000 kW. Some of these rigs are equipped with automatic data acquisition and computers.

These test facilities and the highly trained R & D teams guarantee first class products throughout the world.

13 Fast-closing security butterfly valve (4900 mm diameter, 100 m pressure head) for Brazil. Six butterfly valves with a diameter of 5700 mm for a head of 200 m are at present being supplied for Karakaya power station in Turkey. They represent a new world record for water load (50900 kN).



14 Some of the world's largest spherical valves were supplied by Escher Wyss for Raccoon (USA), with an inside diameter of 3050 mm and an operating head of 475 m. Escher Wyss has supplied over 1000 spherical valves for pressure heads up to 1700 m.

15 Penstocks and manifolds for extreme conditions have always been a speciality of Sulzer Escher Wyss because of the unique designs. The illustration shows the world's largest bifurcation at Tarbela power station in Pakistan, with an intake diameter of 13.26 m and a design head of 163 m or 1600 kN/m².

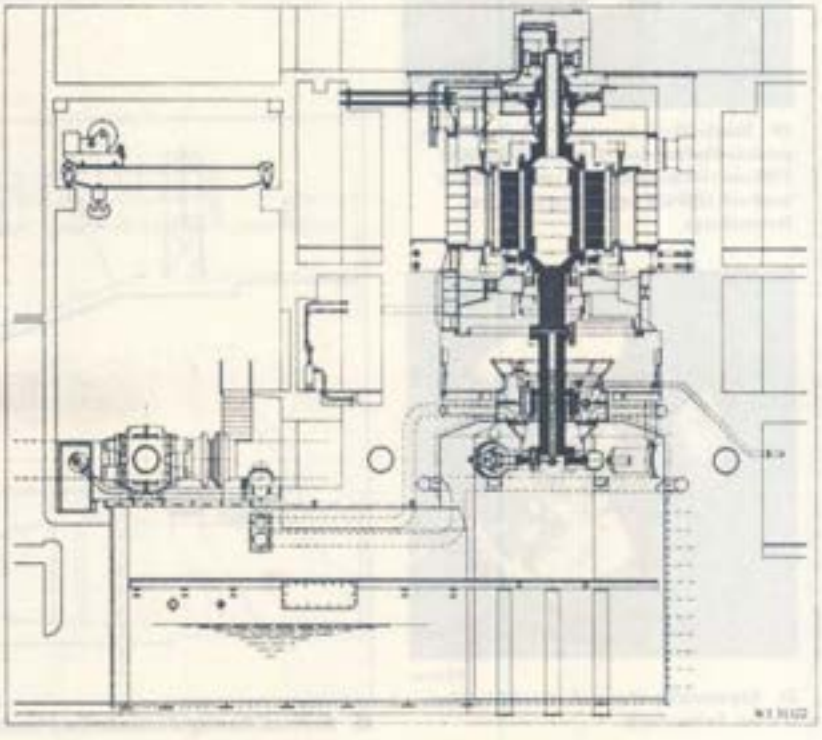
Pelton turbine installation at Sellrain-Silz, Austria

The Sellrain-Silz installation is operated by the TIWAG (Tiroler Wasserkraftwerke AG), Innsbruck. The two turbines were constructed by a consortium made up of ESCHER WYSS, Maschinenfabrik Andritz and the Ateliers de Charmilles. The equipment supplied consists of two vertical axis machine sets with six-jet Pelton turbines coupled to BBC generators, together with two Andritz-ESCHER WYSS spherical valves. Special features of the turbines are:

- single piece cast runners, material G-X CrNi 13 4 with a finished weight of some 15.3 t
- adjustable segmental guide bearings of high rigidity with self-acting oil circulation, featuring external cooling/heating and filtration of the oil
- runner pit lined with sheet steel, built-in inspection grille
- hydraulic design developed by ESCHER WYSS, basing on thorough model tests at heads of $H_M \approx 200$ m
- runner cooling for synchronous condenser operation
- welded distributing ring pipe, material TTSt E 42, with internally reinforced bifurcations of ESCHER WYSS design

Head	1233 m
Output per turbine	260 MW
Speed	500 rev/min
No. of jets	6
Runner diameter (pitch circle)	2850 mm

16 One of the two 260 MW Pelton turbines in the Sellrain-Silz power station, Austria. The operating head amounts to 1233 m.



17 Installation drawing of a machine set forming part of the Sellrain-Silz Pelton turbine installation (Austria). ▶

S turbine installed at the Fourth Lake, Canada

The turbine for the small power station at Fourth Lake is a medium-sized unit from the standardized S turbine programme, which offers 10 runner diameters ranging from 1000 to 3600 mm. The S shaped draft tube is characteristic of this turbine type, which has adjustable runner and guide vanes. The water arrives via a penstock, which is rather unusual for the S turbines.

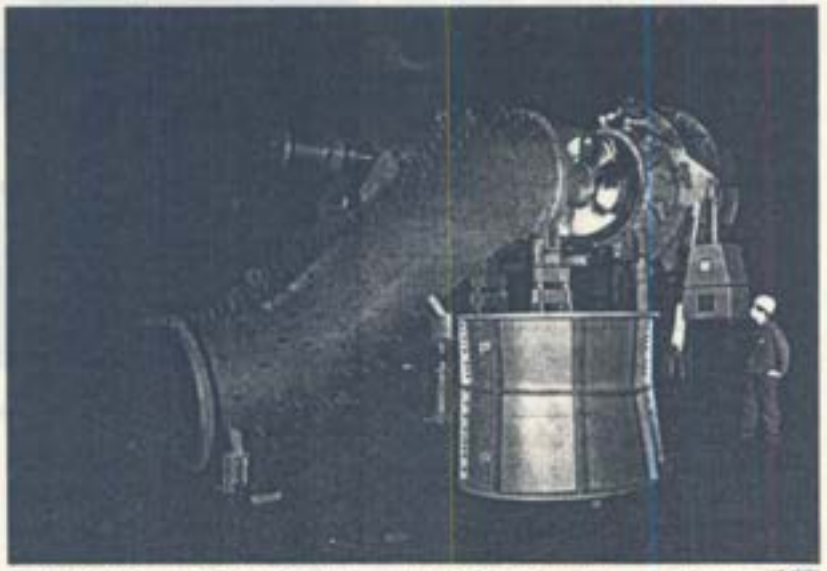
The shaft is supported at one side by a combined radial-axial bearing located in the bulb and supplied with oil lubrication under pressure, and on the other side with a radial bearing integrated into the generator. The generator is directly driven and axial forces are taken up in the generator bearing.

The discharge ring, stay ring and guide vane casing are of welded construction. In the region of the runner, the casing is made from stainless steel.

The turbine was supplied with a mechanical Woodward governor. The standard equipment is, however, an electronic ESCHER WYSS governor of type ETR.

The turbine was pre-assembled to a large extent at the Bell Engineering Works Ltd., Kriens, Switzerland. Delivery in only five sections resulted in an extremely short installation and commissioning time. All parts subject to wear are easily accessible and can be replaced with very little expenditure.

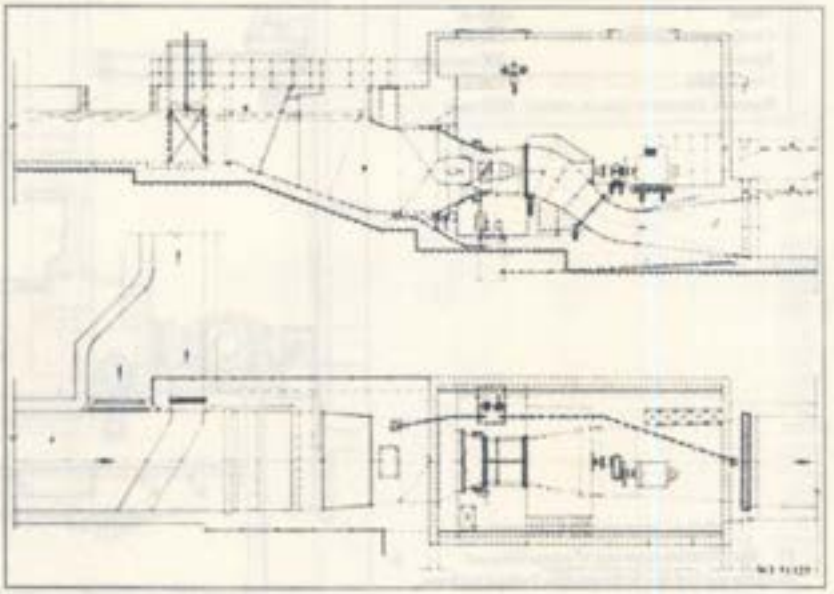
Head	22.7 m
Output	3100 kW
Speed	360 rev/min
Runner diameter	1650 mm
Weight	29 t



18 Completely assembled S turbine (to be supplied to Canada) in the Bell works (Kriens).

19 Standardized, bevel geared bulb turbines, produced in four sizes (Ø = 1000/1200/1450/1700 mm) for an application range up to 8 m head and 1200 kW output (Escher Wyss, Ravensburg).

20 Site assembly of a standardized S turbine (Perlen, Switzerland).



21 Sectional drawing of a standardized S turbine installation.

Sulzer-Escher Wyss	Sulzer Group
Activity Programme	*Activity Programme* (further products)
Hydraulic Machines and Installations	Hot-water and steam generating plants
Water turbines	Components for nuclear power stations
Storage pumps	Diesel engines
Pump-turbines	Marine equipment
Small hydro	Valves and control systems for power stations
Thrust bearings	Syngas coolers
Penstocks and manifolds	Pumps, compressors and blowers
Butterfly valves, spherical valves, gates	Textile machines
Control systems	Heating and air conditioning systems
Processing Machinery and Plants	Plumbing and fire-protection systems
Evaporation and crystallization plants	Refrigerating and cryogenic plants, heat pumps
Industrial centrifuges and decanters	Plants for distillation, evaporation and drying
Fluid-bed driers and coolers	Mixing processes
Drum driers	Water and wastewater treatment plants
Power-recovery turbines	Water cooling systems
Rolls and rolling mills with nip control	Irradiation plants
Paper Manufacturing Equipment	Medical engineering products
Stock preparation equipment	Locomotives and railcars
Paper and board-making machines	Electronic regulating and control devices
Aeration and deaeration equipment	Industrial gears
General Engineering	Parts manufacture
Fiber-cement plants	Foundry products
Intermittent board machines	Engineering of complete plants
Vacuum pumps	
Controllable-Pitch Propellers	
Thermal Turbomachinery	
Turbocompressors, expanders (Sulzer design)	
Gas turbines (Sulzer design)	
Foundry Products	
ESCHER WYSS ®	**SULZER** ®

Sulzer-Escher Wyss Ltd.
CH-8023 Zürich, Switzerland
Telephone 01 246 22 11
Telex 822 900 11 sech

SULZER ESCHER WYSS

Sulzer-Escher Wyss Ltd.
CH-8023 Zürich, Switzerland
Telephone 01 246 22 11
Telex 822 900 11 sech

Escher Wyss GmbH
D-7980 Ravensburg, FRG
Telephone 0751-830
Telex 732 901

De Pretto-Escher Wyss S.p.A.
I-36015 Schio (Vicenza), Italy
Telephone 0445-2 70 00
Telex 480 138

Bell Engineering Works Ltd.
CH-6010 Kriens, Switzerland
Telephone 041 495 111
Telex 78167

Sulzer España, S.A.
Madrid 14, Spain
Telephone 01-279 84 00
Telex 46728 sulze e

Members of the Sulzer Group

e/21.39.36.40-ZD 83-13

Associated companies and major licensees

Maschinenfabrik Andritz AG
A-8045 Andritz, Austria
Telephone 0316-602-0
Telex 31313

Dominion Bridge-Sulzer Inc.
P.O. Box 555
Lachine, Quebec, Canada H8S 4E7
Telephone 514-634 35 51
Telex 05-821 583

TEISA
Turbinas y Equipos Industriales, S.A.
Descartes No. 6-402
Col. Nuevo Anzures, Mexico 5 D.F.
C. Postal 11590
Telephone 5-528 55 51

ACEC
Ateliers de Constructions Electriques de Charleroi S.A.
B-6000 Charleroi, Belgium
Telephone 071-44 21 11
Telex 51227

IMPSA
Industrias Metalúrgicas Pescarmona S.A.I.C.F.
Ceretti 224
RA-5501 Godoy Cruz-Mendoza, Argentina
Telephone 061-22-8000
Telex 335 5108

178A

3-16

Standard Turbines and Accessories for Small Scale Hydroelectric Plants

VOEST-ALPINE
FINALINDUSTRIE

VOEST-ALPINE Finished Products Division
Dynamic development in the line of hydroelectric plants

In the early fifties the Finished Products Division of VOEST-ALPINE already entered upon worldwide activities in the line of hydroelectric plants.
Today, complete hydroelectric power plants are planned, delivered and erected.

Proven standard design conceptions for the construction of economic and environmental small scale hydroelectric plants form one emphasis of the Finished Products Division's market orientated program.

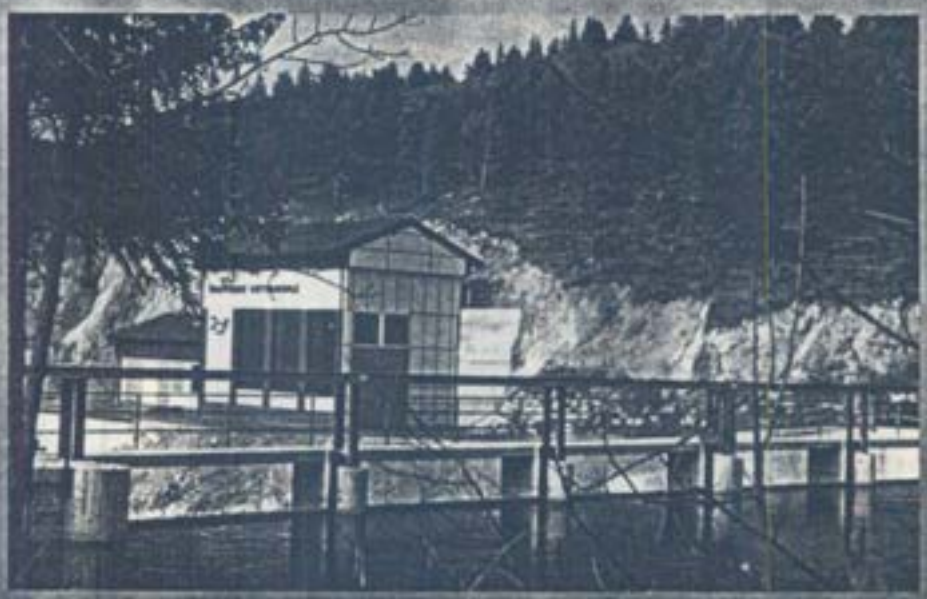
Our program for small scale hydroelectric plants covers:

- TURN-KEY plants
- Design, manufacturing and erection of:
  - axial turbines, Francis turbines, impulse turbines
  - electronic-hydraulic governors
  - shut-off devices
  - penstocks
  - hydraulic steel structures
  - all auxiliaries
- Uprating and rehabilitation of turbines and governors of existing plants
- Maintenance/service

A High Technological Standard Turbine Program

Based upon extensive model tests in our modern test laboratories and on our experience in the design of turbines, a standard program was developed bearing in mind the following:

- optimum utilization of the existing know-how from hydraulic research and design activities
- simple hydraulic and mechanical designs with standard sizes and standard components
- application of CAD and CAM
- application of highly sophisticated technology
- environmental and compact design
- easily accessible equipment
- automation for unattended operation
- preassembly in the shops
- possibility of worldwide component manufacturing and services



VOEST-ALPINE Standard Turbines

Axial turbines

Head: 1 – 30 m
Output: 50 – 5000 kW
Runner dia.: 500 – 3000 mm

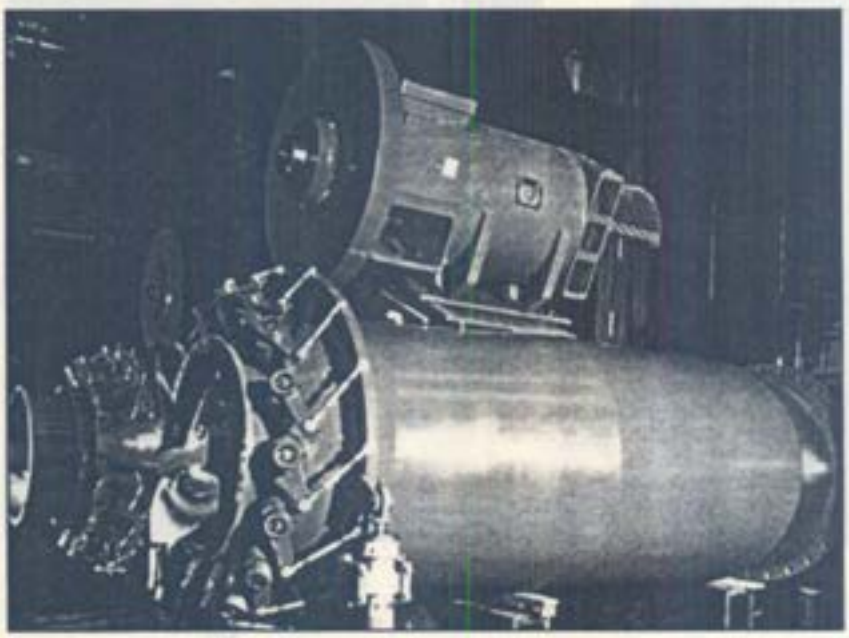
Design features

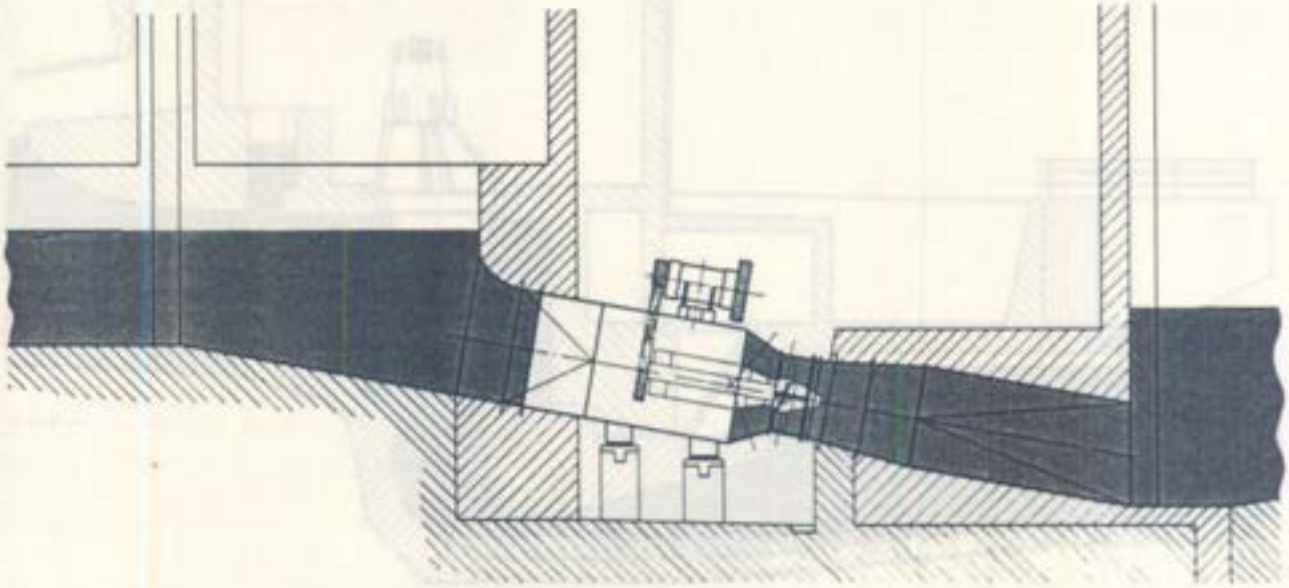
- turbine guide bearing designed as a water lubricated synthetic bearing
- self lubricated free wicket gate bearings
- runner servomotor situated outside the water passage
- neither oil nor grease required for elements in contact with water
- discharge ring (CrNi 13/4), runner blades and wicket gates in stainless steel
- maintenance-free shaft seal
- use of standard generators due to the installation of gears
- wicket gates, levers and links equipped with friction devices

Depending on the turbine type 3 to 7 bladed runners are used.

All the turbine types mentioned hereinafter are equipped as single or double regulated machines

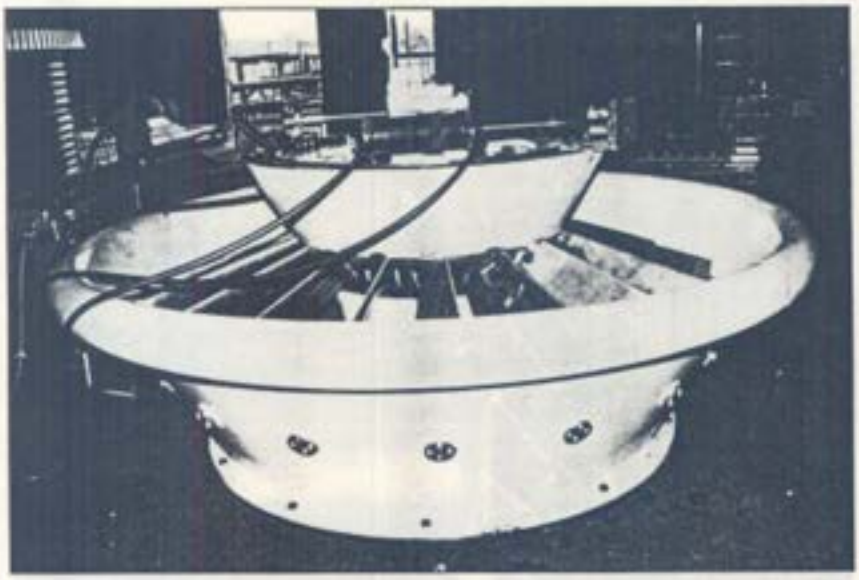
Split turbine:
Head: 1 – 6 m
Output: 50 – 250 kW

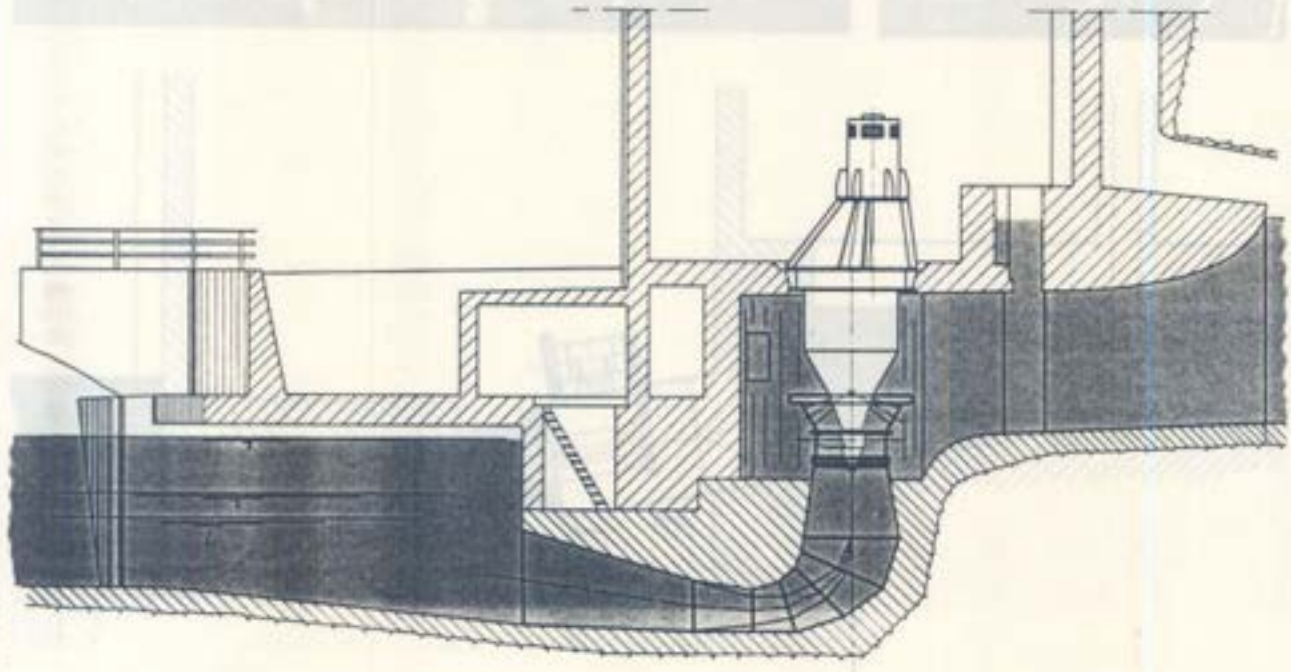




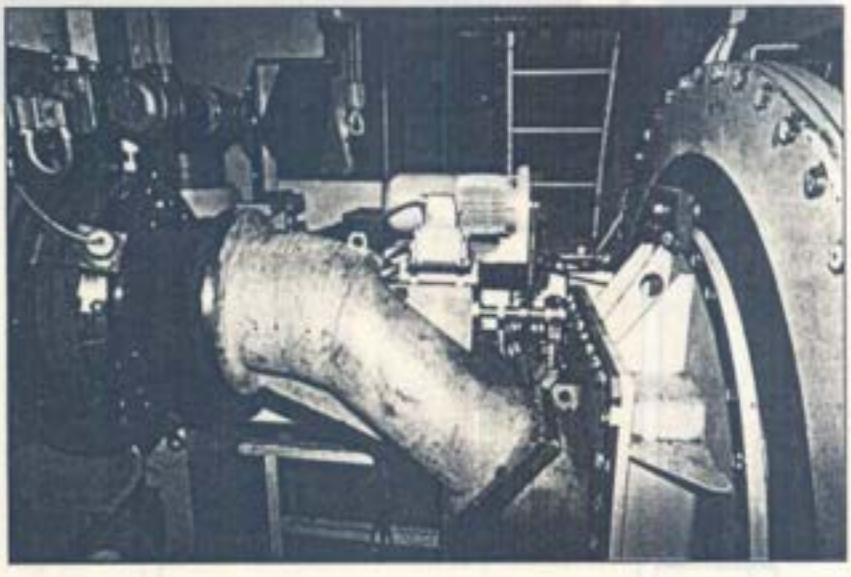
VOEST-ALPINE Standard Turbines

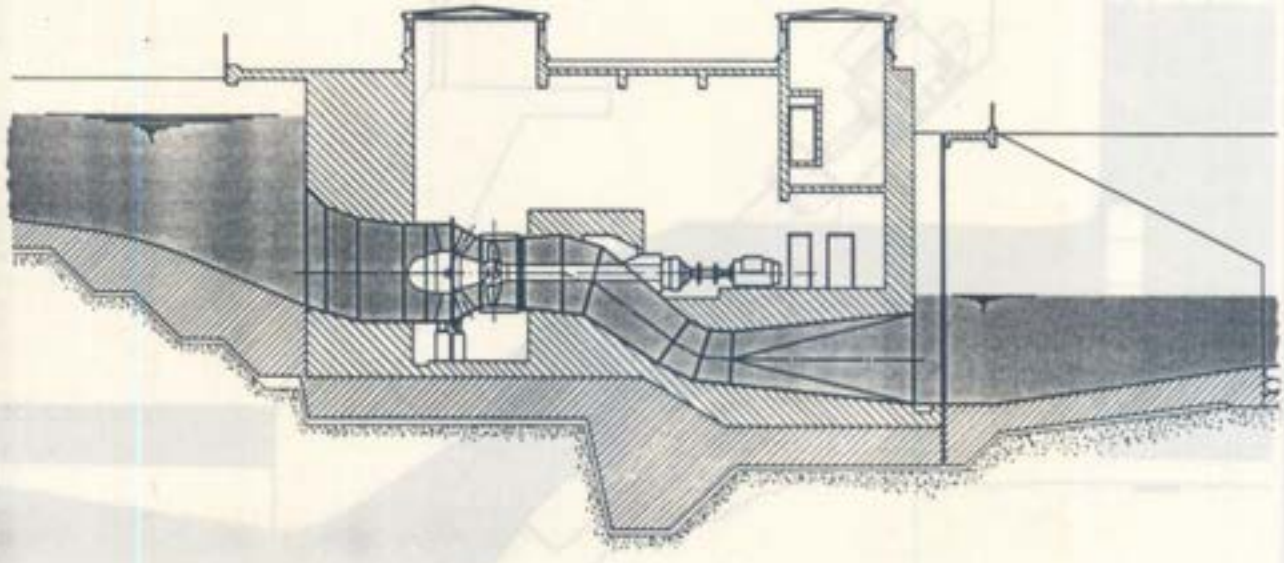
Flume turbine:
Head 2 – 10 m
Output: 150 – 5000 kW



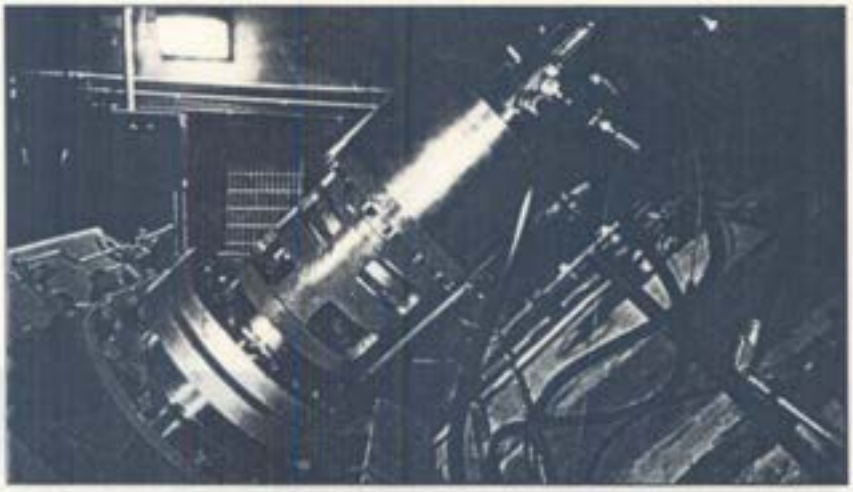


Horizontal axial turbine (S-type):
Head: 2 – 25 m
Output: 150 – 5000 kW

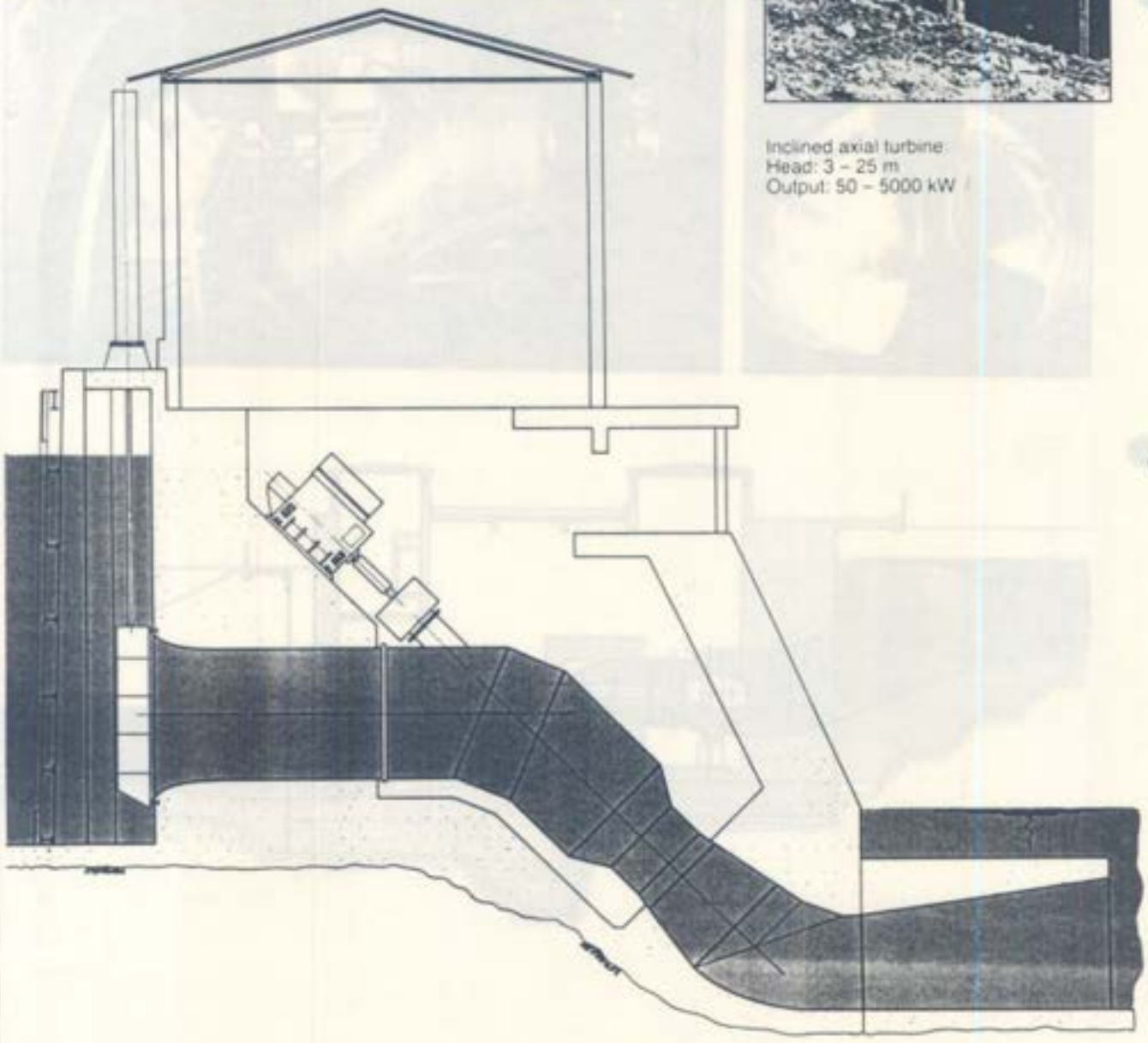




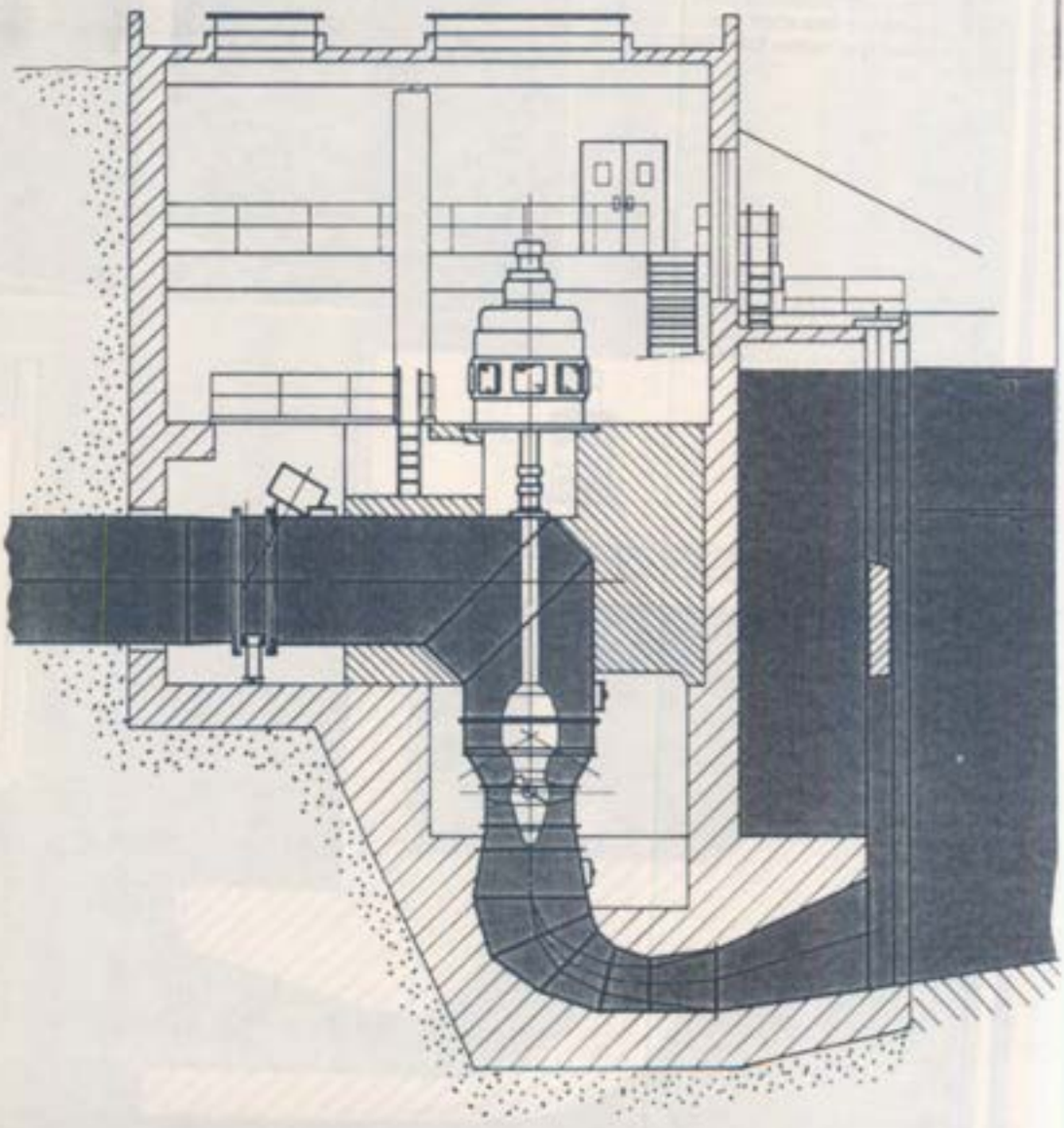
VOEST-ALPINE Standard Turbines



Inclined axial turbine
Head: 3 – 25 m
Output: 50 – 5000 kW



Vertical axial turbine:
Head: 6 – 30 m
Output: 150 – 5000 kW



VOEST-ALPINE Standard Turbines

Francis turbines

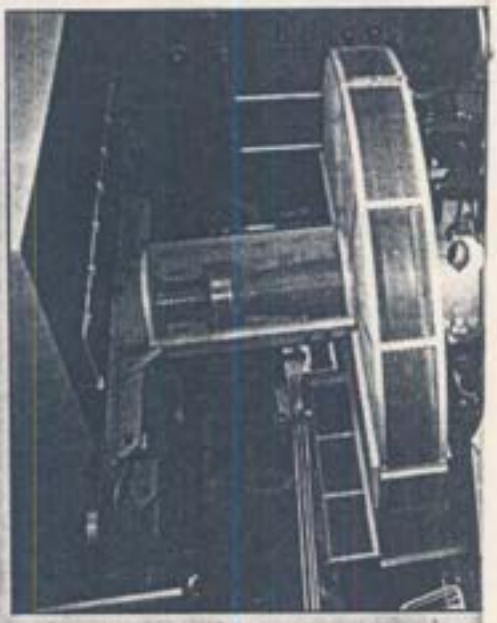
Head: 4 – 200 m
Output: 100 – 15000 kW
Runner diameter: 500 – 1400 mm

The head range of the Francis turbines (4 – 200 m) is covered by 12 runner models with different specific speed. Due to the low cavitation coefficients of the runners the turbines can be installed above tailwater level.

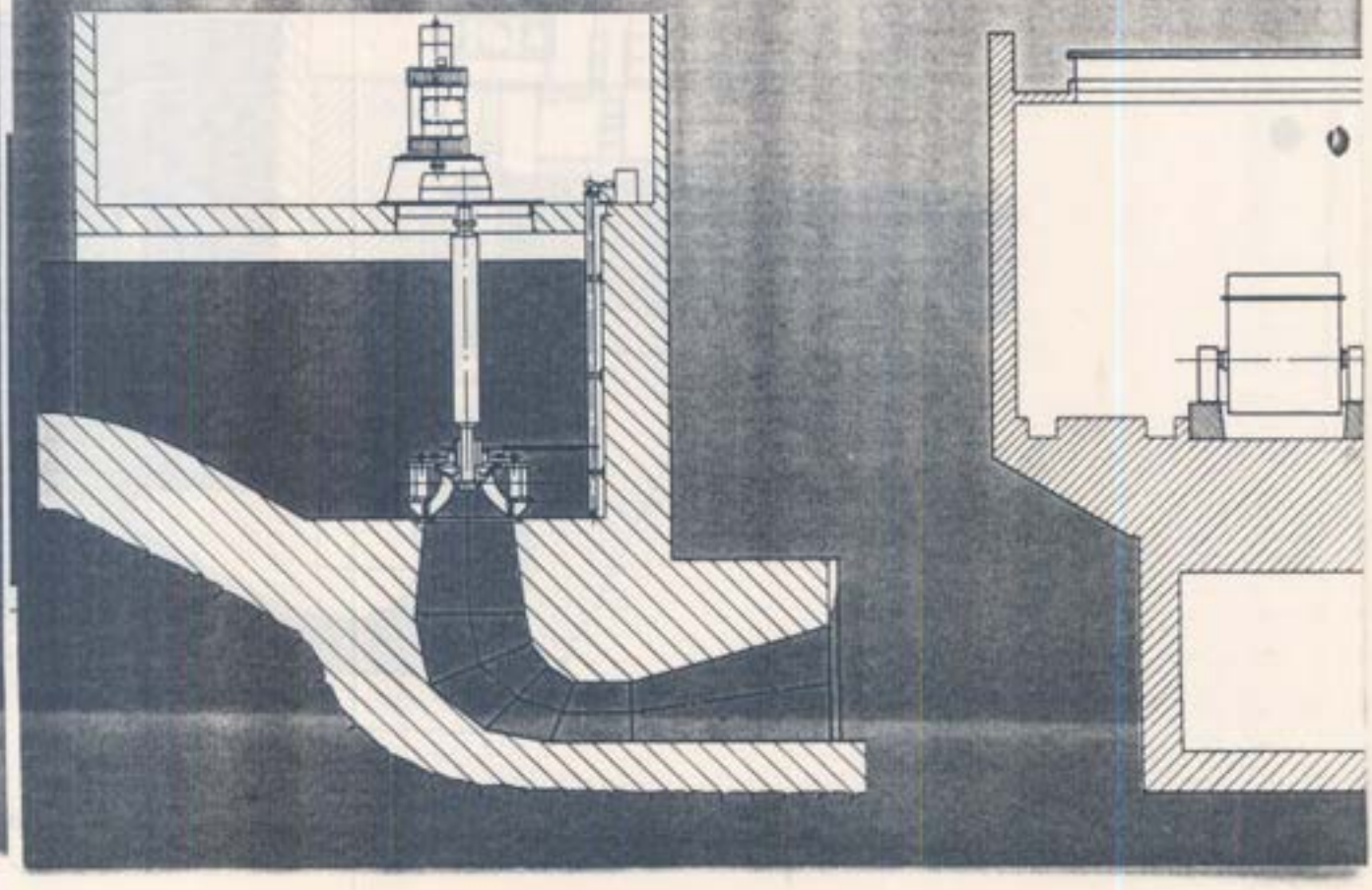
Horizontal spiral turbine:
Head: 15 – 200 m
Output: 250 – 15000 kW

Design features:

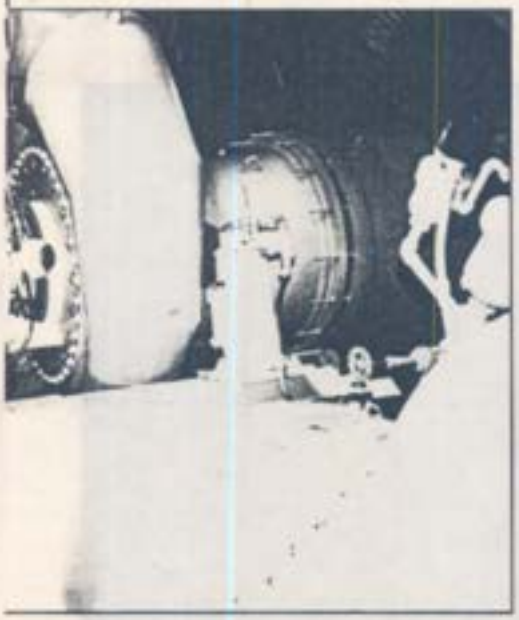
- small overall dimensions due to overhung runner arrangement
- modular design allows the arrangement with two bearings and a flywheel
- oil lubricated slide bearings
- stainless steel runner and wicket gates (CrNi 13/4)
- for heads above 60 m, stainless steel wearing rings and facing plates
- self-lubricated free wicket gate bearings
- wicket gates, levers and links equipped with friction devices
- maintenance-free shaft seal
- dismantling of runner from the draft tube side

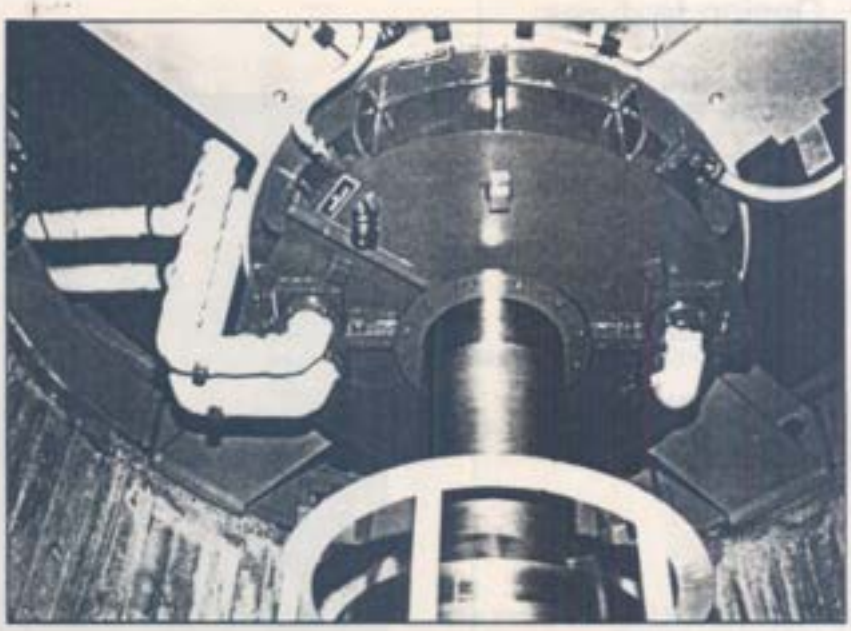


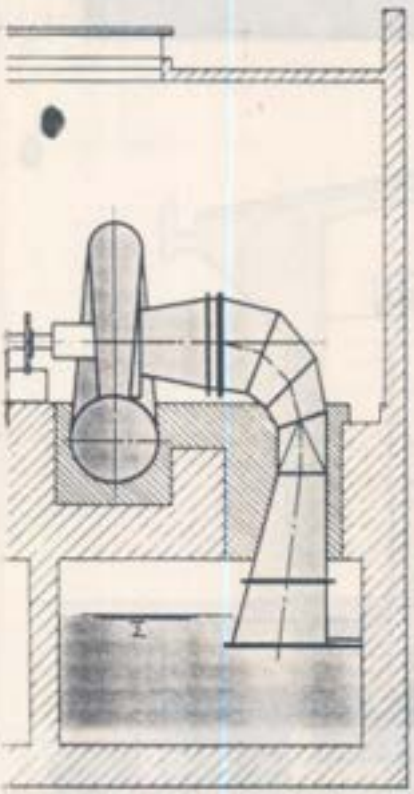
Flume turbine:
Head: 4 – 15 m
Output: 100 – 1700 kW

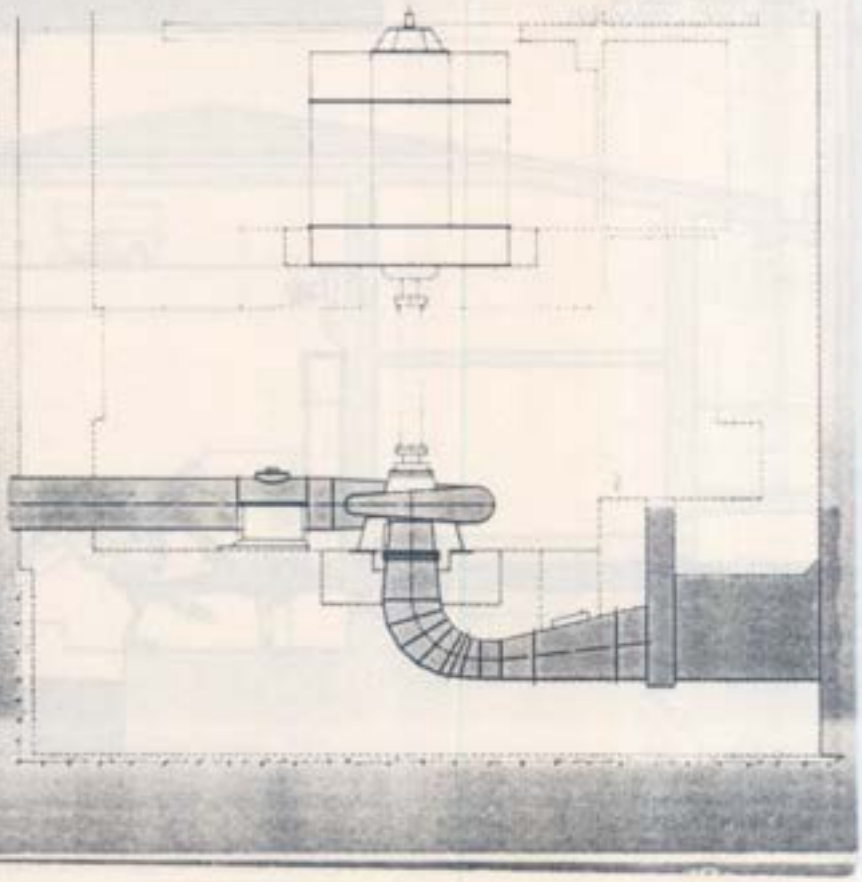


Vertical spiral turbine:
Head: 15 – 200 m
Output: 250 – 15000 kW









VOEST-ALPINE Standard Turbines

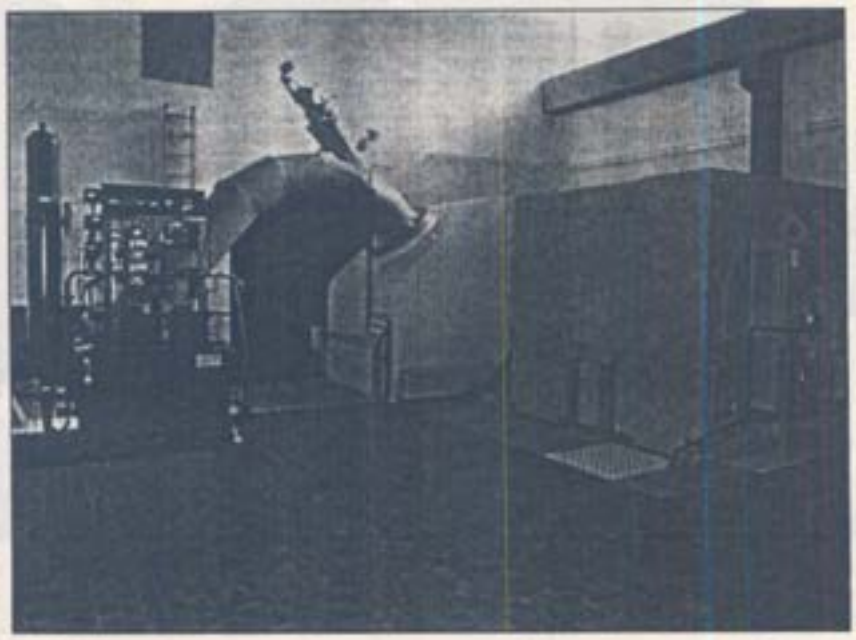
Impulse Turbines

The range of application for impulse turbines is covered by 6 runner types with different specific speed.

Head: 60 – 1000 m
Output: 200 – 15000 kW
Runner diameter: 500 – 2000 mm

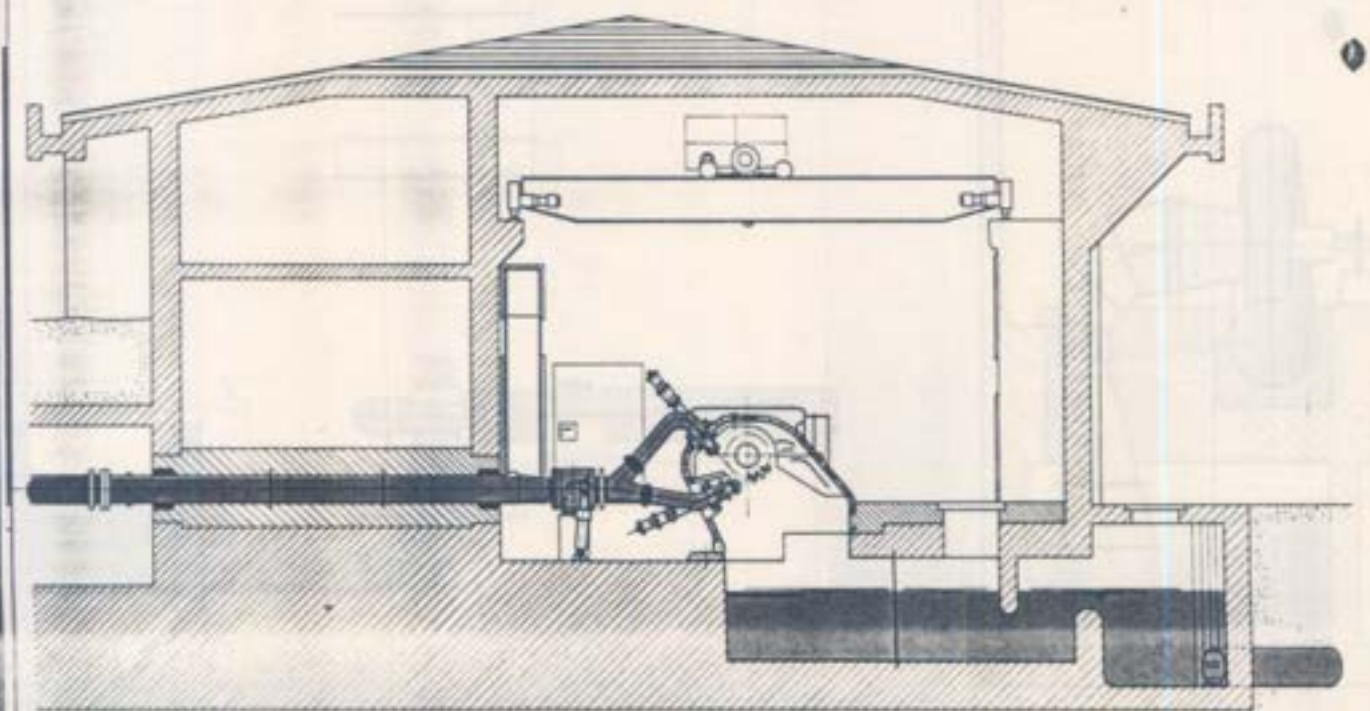
Design features:

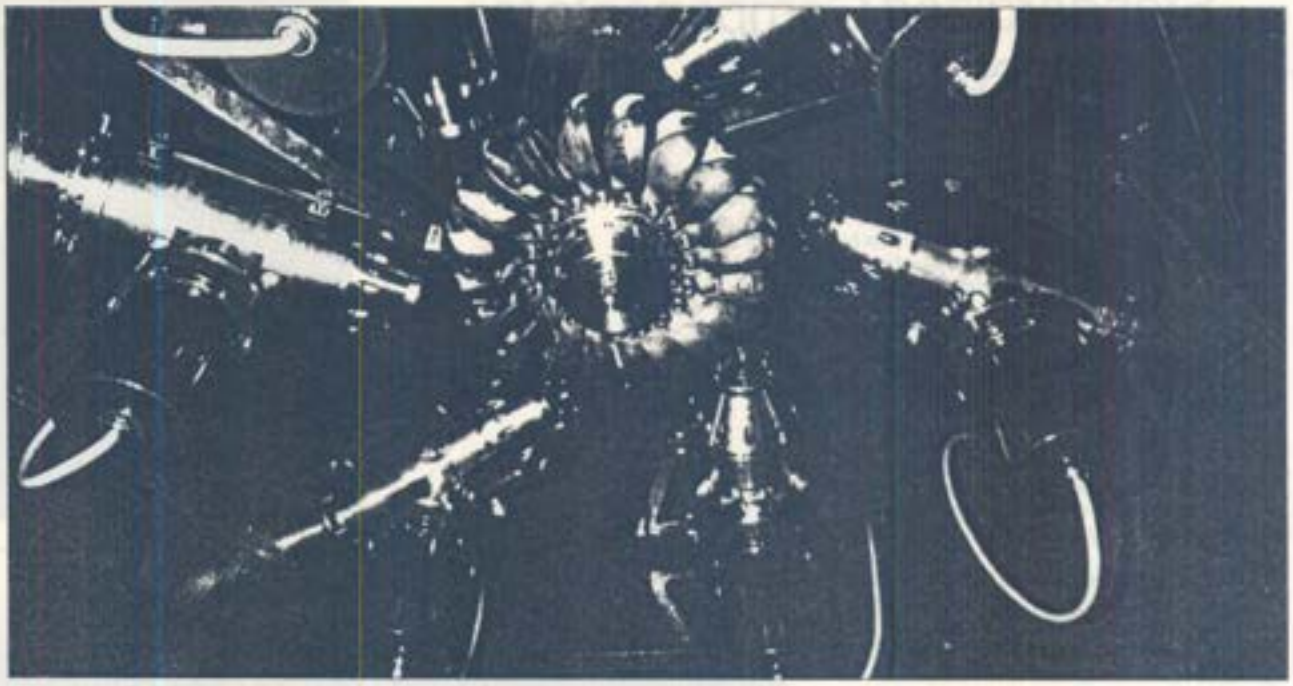
- runner, nozzle and deflector made of stainless steel (CrNi 13/4)
- switching from single-nozzle to multi-nozzle operation
- nozzle control or nozzle and deflector control
- servomotor for nozzles and deflector outside the water passage (horizontal shaft)
- small overall dimensions due to overhung runner
- modular design allows the arrangement with two bearings and a flywheel
- oil lubricated slide bearing
- deflectors and nozzle bearings are maintenance-free



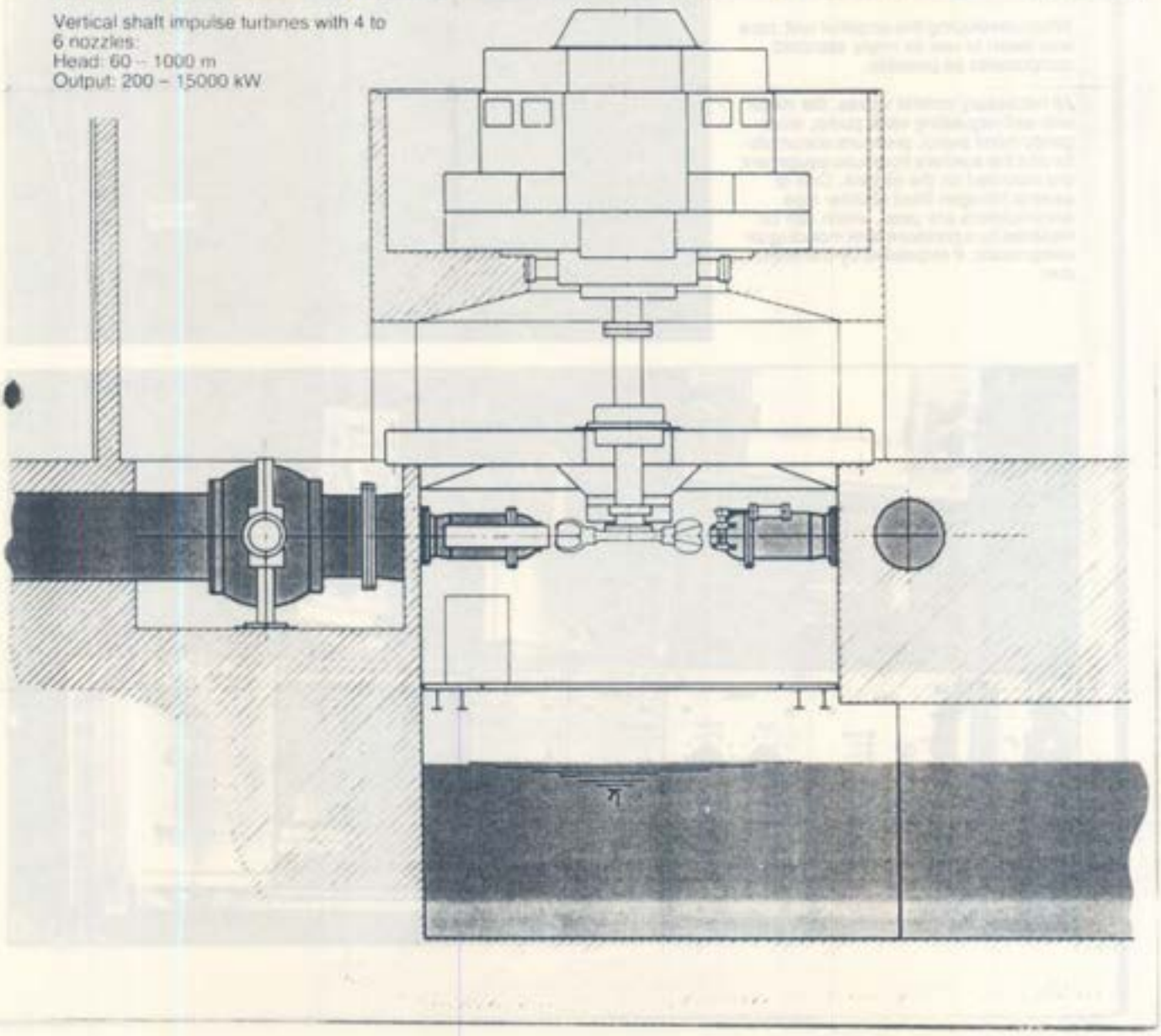
Horizontal shaft impulse turbines with one and two nozzles:

Head: 100 – 1000 m
Output: 200 – 15000 kW

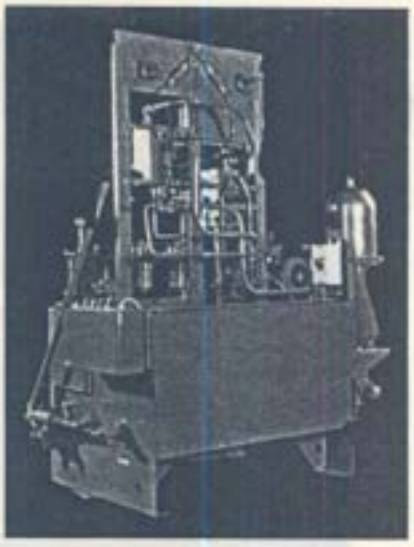




Vertical shaft impulse turbines with 4 to 6 nozzles:
Head: 60 – 1000 m
Output: 200 – 15000 kW



Standardized Components for Hydroelectric Plants



Governors:

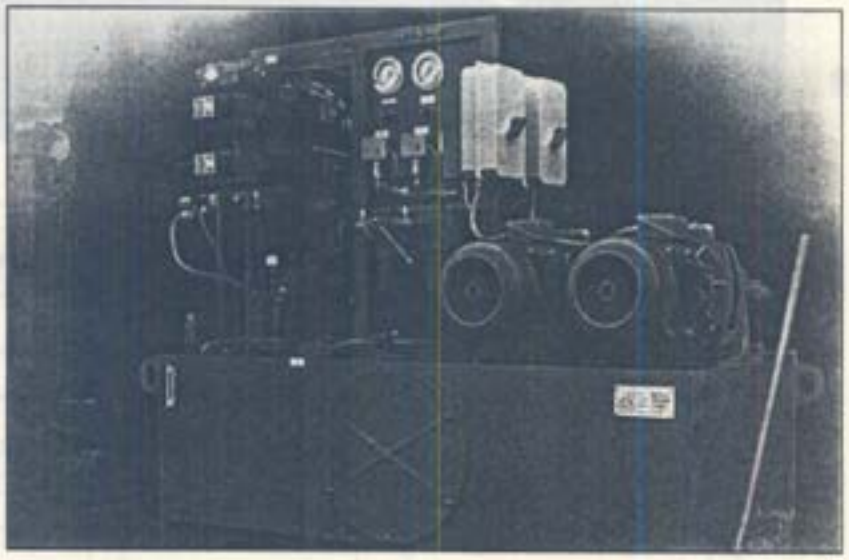
The electro-hydraulic governor can be used for isolated network operation as well as for water level controlled parallel operation to an existing network.

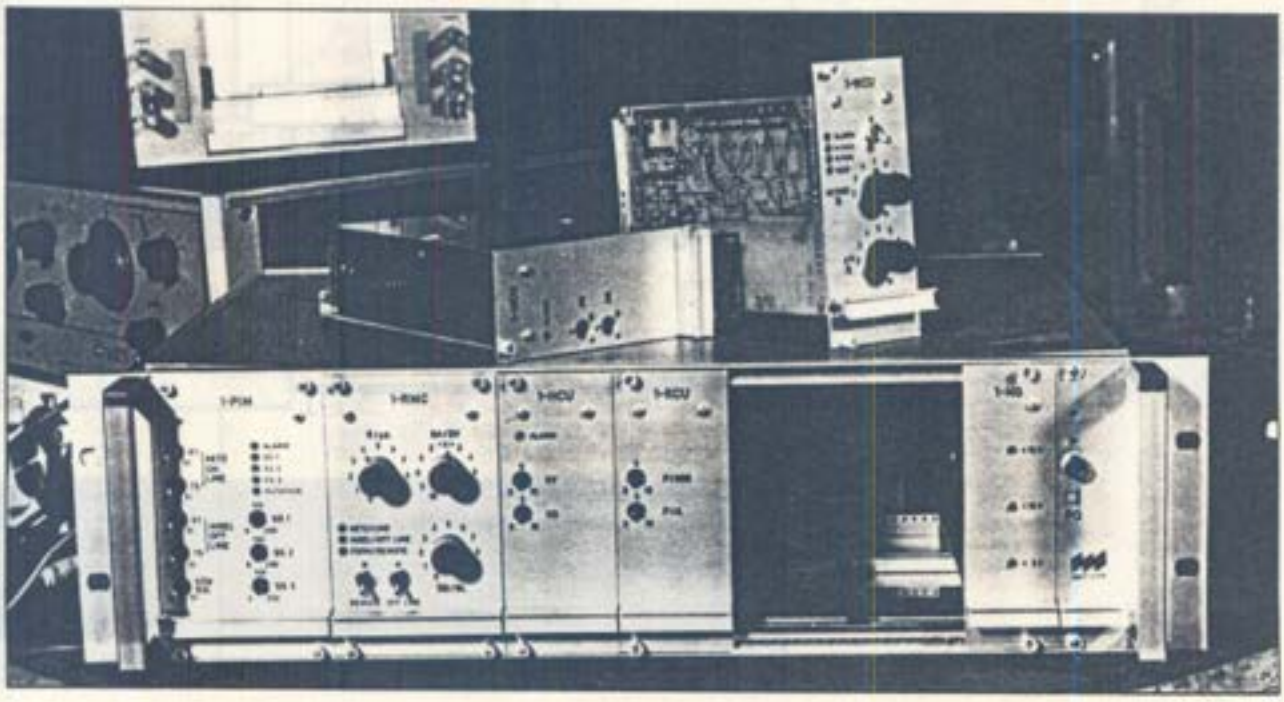
Each governor consists of an electronic controller and a hydraulic amplifier unit with the electronic controller being designed as acceleration governor. The governors are of the modular type. The modern design of the electronic equipment makes possible a connection to the powerhouse control system, without involving any problems.

The hydraulic amplifier unit of the standardized governor for small scale hydroelectric plants is available in 10 standard sizes from 7.10^3 Nm to $2.2 . 10^5$ Nm.

When developing this amplifier unit, care was taken to use as many standard components as possible.

All necessary control valves, the motor with self-regulating vane pump, emergency hand pump, pressure accumulator and the auxiliary hydraulic equipment are mounted on the oil tank. One or several nitrogen filled bladder type accumulators are used, which can be replaced by a pressure tank including air compressor, if requested by the customer.

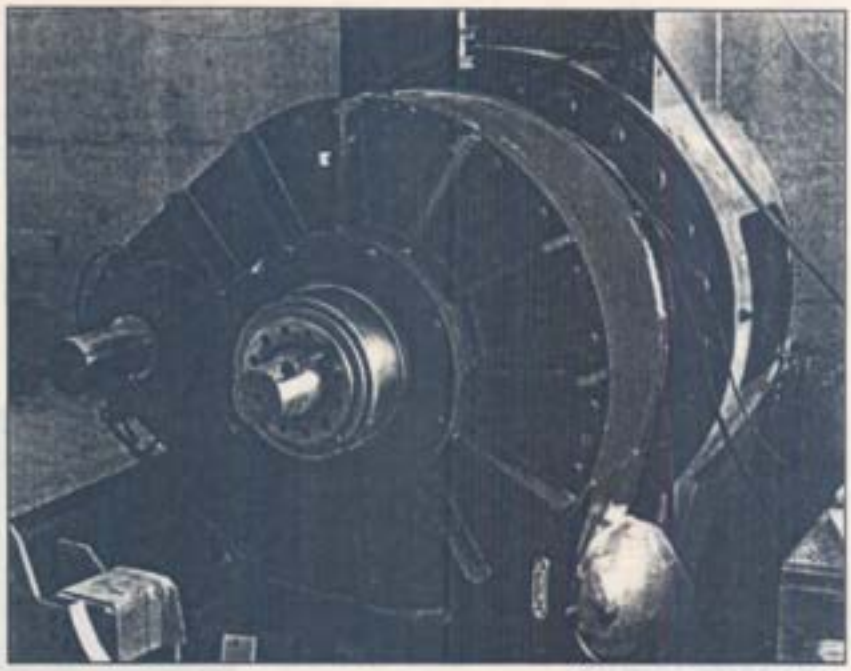




Gears:

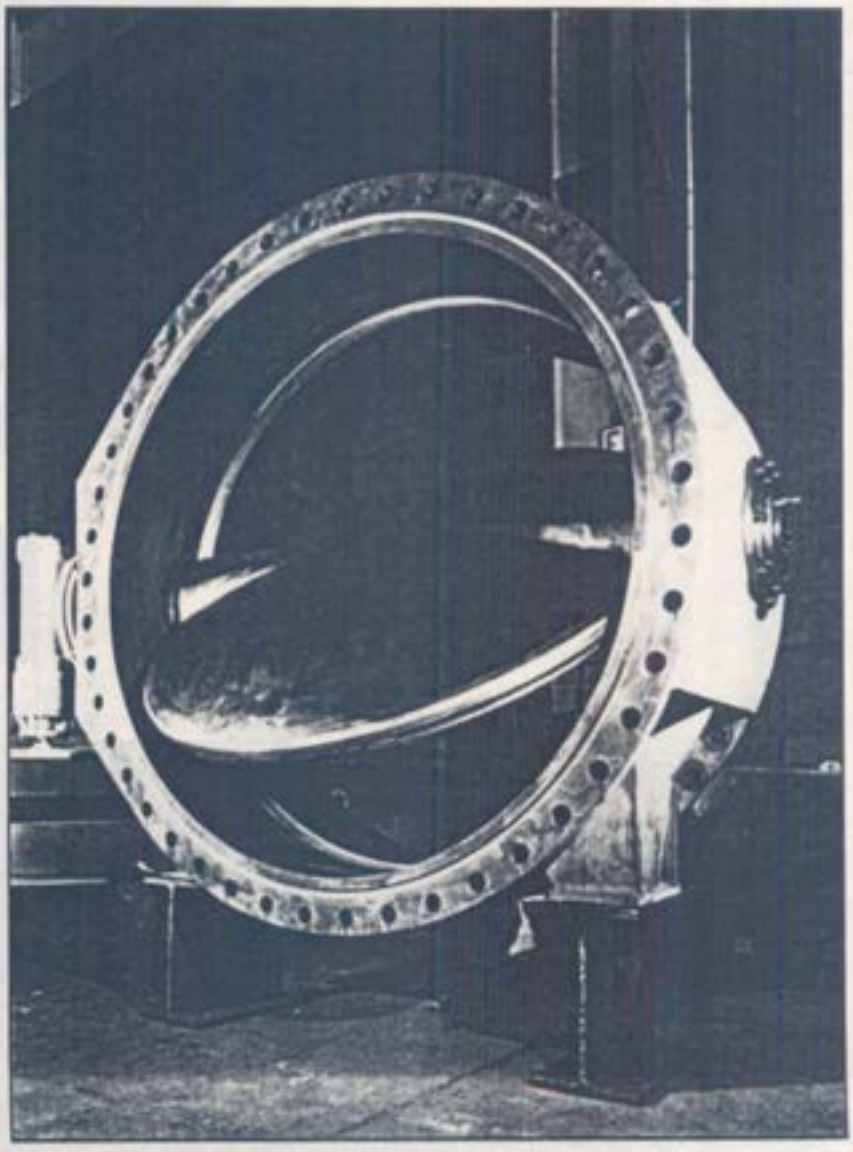
The range of application of the gears is adapted to the use of standard generators, in order to keep the price of the total equipment low. Gears are mainly used for axial type and flume type Francis turbines operating at speeds lower than 600 min^{-1}.

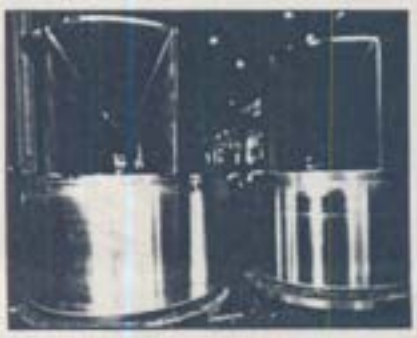
- single- and two-stage helical parallel shaft gears (rolling or sliding bearings) with input and output shafts being arranged either horizontally, inclined or vertically.
- single- and multi-stage planetary gearings (sliding or rolling bearings)



Shut-off devices:

- penstock safety valves up to 20 bar
- intake valves up to 25 bar
- ball valves up to 150 bar
- spherical valves up to 150 bar
- wedge type valves max. 30 bar
- hollow cone valves and hollow jet valves





Standardized Components for Hydroelectric Plants

Hydraulic equipment:

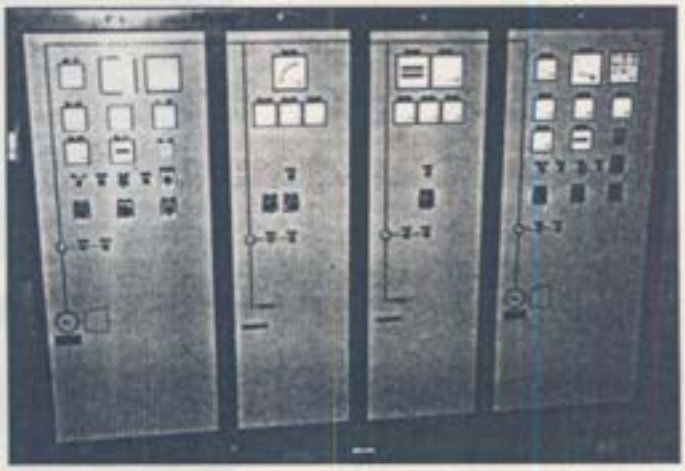
- screens
- trash rack cleaning machines
- stoplogs
- gates
- hoists

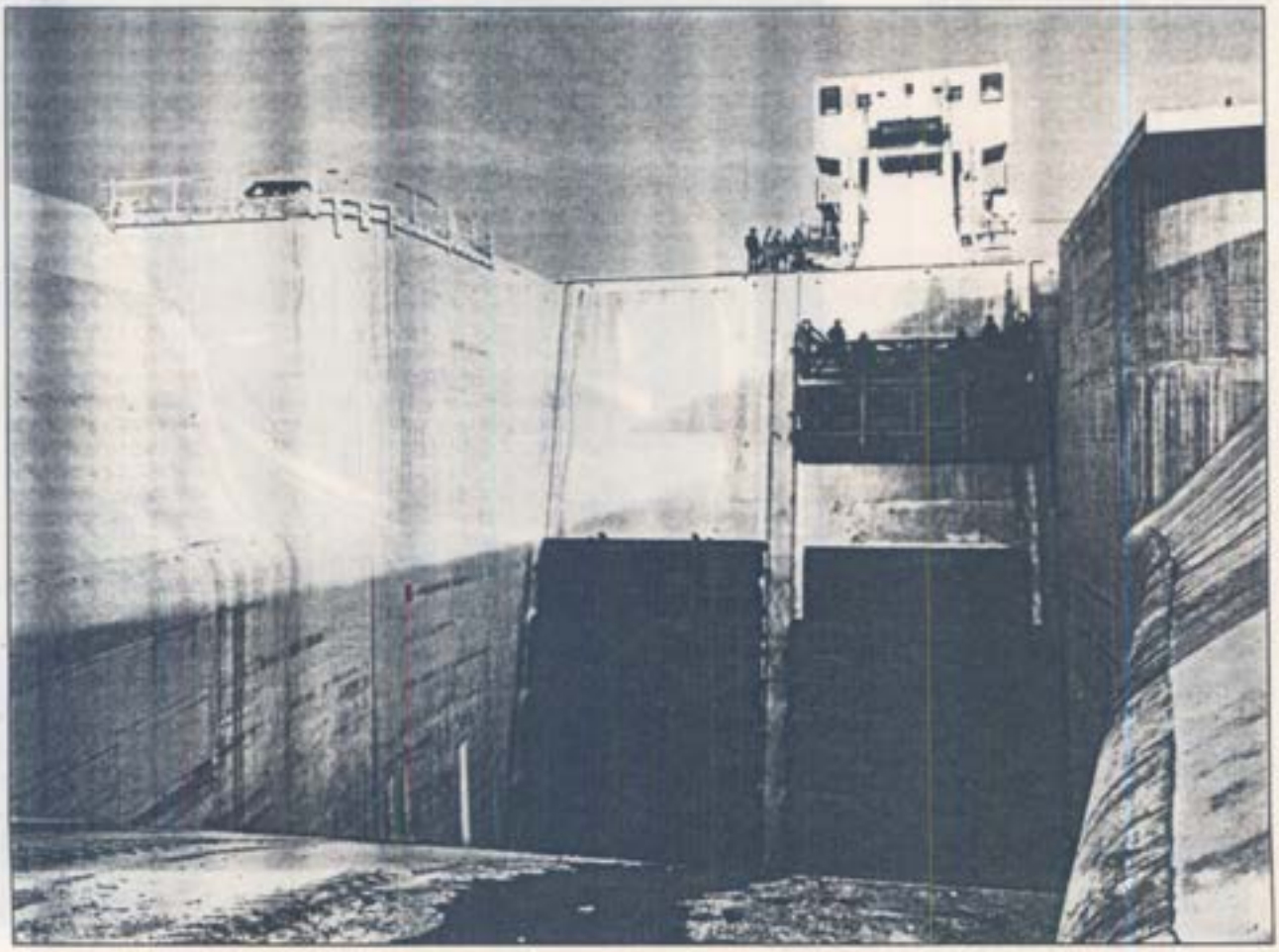
Pipelines and tunnel liners:

- tunnel liners
- penstocks
- transition pipes
- bifurcations

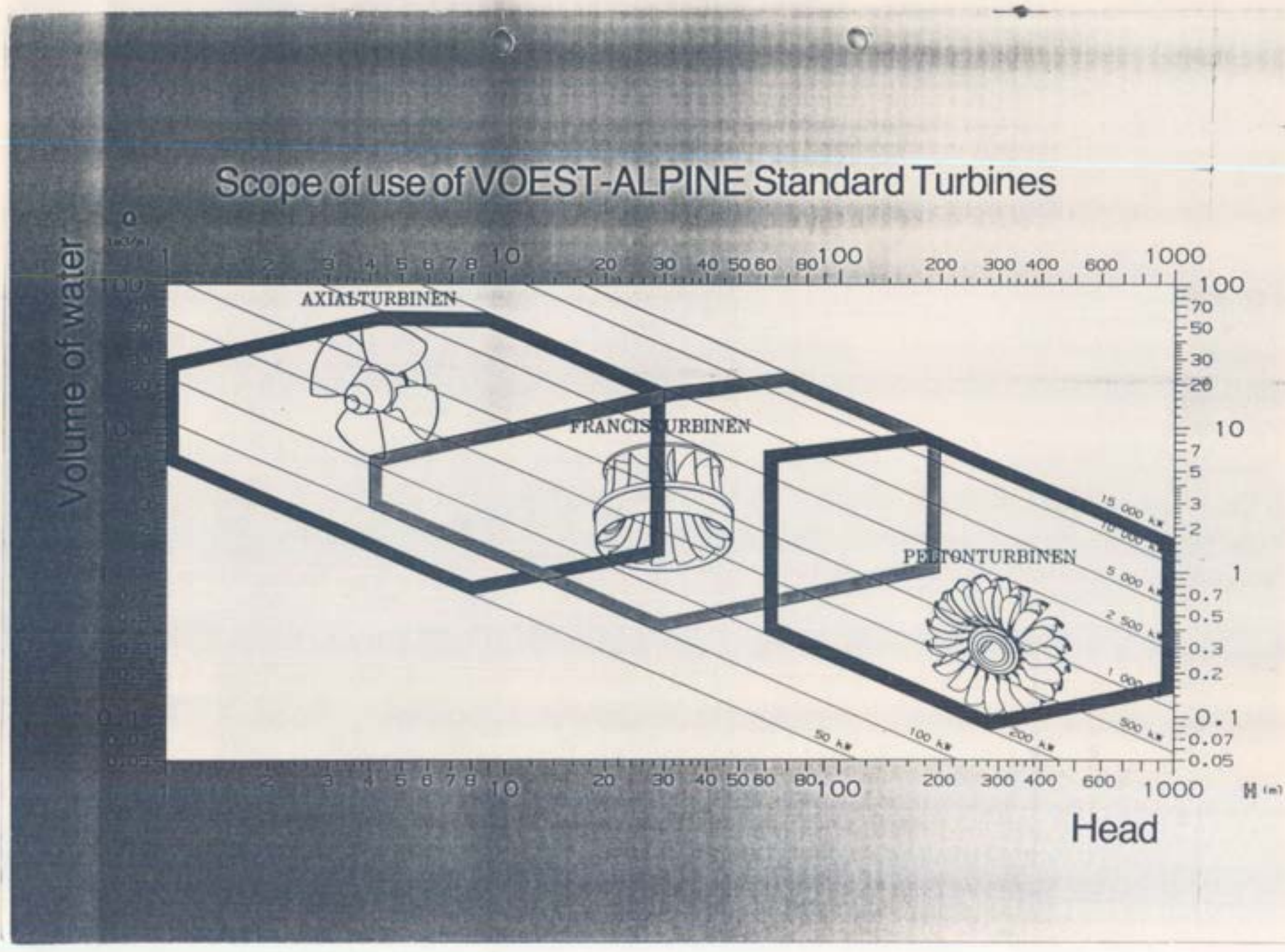
Components for turn-key plants:

- cranes
- generators
- control, measuring, protection and monitoring equipment
- station service supply equipment
- transformers
- switch yards





Scope of use of VOEST-ALPINE Standard Turbines



1854

VOEST-ALPINE

VOEST-ALPINE AG
Finalindustrie
Postfach 2, A-4010 Linz
Tel. (0 732) 585
Telex 2208600 va a

FR – 11949 – HE – 3000e – Design GZW-Konzernwerbung
Printed in Austria

3.19. 186A

Weltweit Ihr kompetenter Partner für Kleinwasser-Kraftanlagen

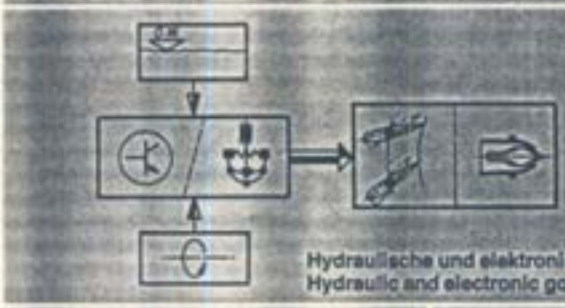
Your competent partner for small water power installations in the world

WKV

Wasserkraft Volk GmbH

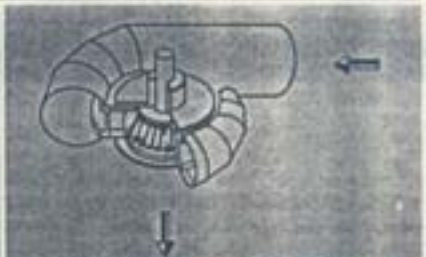
Gefäll 45
7809 Simonswald
West-Germany

Telefon 07683/844
Telex 0772668 iraimd



Hydraulische und elektronische Regler
Hydraulic and electronic governors

Peltonturbinen/Pelton-wheels



Francisturbinen/Francis-turbines

Durchströmturbinen/cross-flow turbines

Wasserkraft – eine der ältesten und zugleich modernsten Energiequellen

Die *Urquelle* allen irdischen Lebens und *aller Kraft ist die Sonne*. Im Gegensatz zu den fossilen Energieträgern wie Kohle, Erdöl, Erdgas und Uran, welche nur erschöpfliche Betriebsmittel sind, wird die Kraft des Wassers, in einem ewigen Kreislauf durch die Sonne regeneriert.

Schon seit mehreren Jahrtausenden macht sich der Mensch die Kraft des Wassers zunutze. Zuvor hatte er sich lange Zeit gescheut, die als Wirken der Götter angesehenen Naturkräfte für seine Arbeit einzuspannen.

Fanden im Altertum vorwiegend einfache Schiffsmühlen Verwendung, so begann im *Mittelalter der Siegeszug des stationären Wasserrades als Antrieb für Mühlen, Eisenhämmer, Papierstampfen und Sägen*. Die mit der beginnenden Industrialisierung steigende Energienachfrage führte dann im vergangenen Jahrhundert zur Entwicklung von Wasserturbinen, welche eine bessere Ausnutzung des vorhandenen Wasserkraftpotentials boten.

Als die Verbreitung der Elektrizität begann, waren die mit Wasserkraft arbeitenden Gewerbebetriebe zumeist Kristallisationspunkte der Entwicklung, da hier eine *preiswerte Energiequelle zum Antrieb der Dynamomaschinen* zur Verfügung stand.

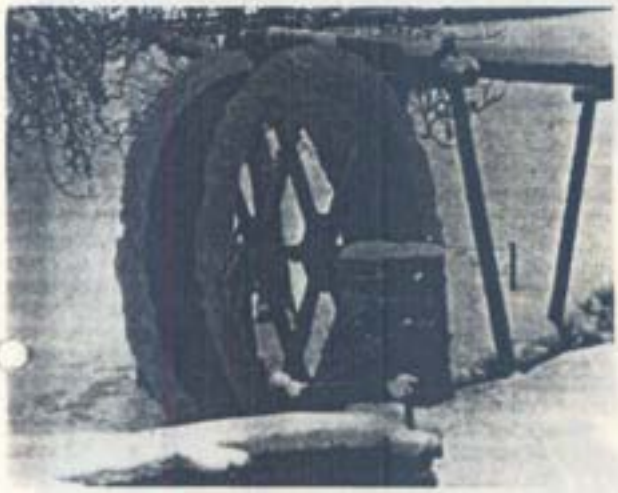
Water power – one of the most ancient and yet most modern sources of energy

The *origin of* all life on earth and *all power is the sun*. In contrast to all fossil supplies of energy such as coal, oil, gas and uranium which are naturally limited energy supplies, the power of the water is constantly regenerated by the sun in an eternal cycle.

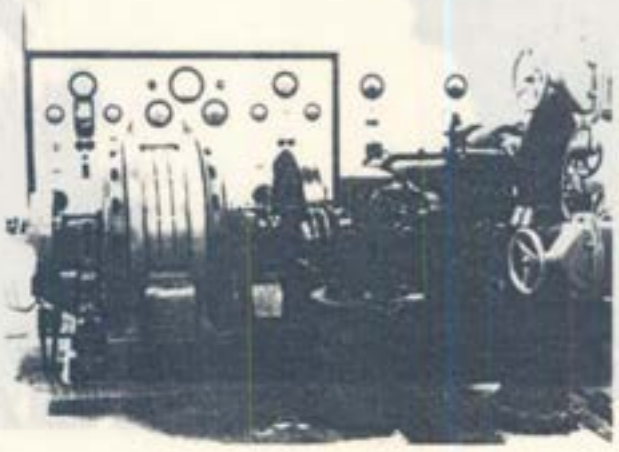
For thousands of years mankind has used water power. For a long time mankind had been afraid of exploiting the nature's powers for his work because they had been looked upon as powers of the gods.

Whereas in antiquity predominantly mills installed in ships had been used, the *Middle Ages* saw the *triumphal march of the stationary water wheel as drive for milling, iron-works, paper-presses and saw-mills*. The growing demand of energy arising with the beginning industrialization led, in the last century, to the development of water turbines which offered a more advantageous exploitation of the existing power potential of the water.

With the beginning spread of electricity industrial establishments utilizing water power, mostly became centres of development because they had an *economical source of energy as drive for their dynamo generators* at their disposal.



Altes Wasserrad
An old water wheel



Alte Pelton-Turbinenanlage (1923)
An old Pelton-wheel (1923)

Die Ausrichtung der Stromerzeugung auf thermische Kraftwerke – betrieben mit billigem Öl – und die Tendenz zum Einsatz immer gigantischerer Kraftwerksblöcke haben die Nutzung von kleinen und mittleren Wasserkräften langsam in Vergessenheit geraten lassen.

Erst die Folgen der Ölkrisen der 70er Jahre und die zunehmenden *Zweifel an der Umweltverträglichkeit von Großtechnologien* brachte eine Rückbesinnung auf das *Potential der regenerativen Energiequellen* und damit auch der Wasserkraft.

In einer Zeit, in der das Thema Energie eine zentrale Stellung in der wirtschaftlichen Entwicklung einnimmt, wird gerade die *Wasserkraft* erneut zu einer modernen Energiequelle. Sie *nutzt unsere Umwelt ohne sie zu belasten*. Und sie stellt als heimische Energiequelle eine auch langfristig wirtschaftliche und sichere Möglichkeit der Stromerzeugung dar.

- Kleinwasserkraftwerke sind wartungsarm und wenig störanfällig.
- Kleinwasserkraftwerke machen unabhängig vom Auf und Ab der Weltmarktpreise für Öl, Gas und Kohle.
- Kleinwasserkraftwerke ermöglichen eine Dezentralisierung der Stromversorgung.
- Kleinwasserkraftwerke ermöglichen eine Stromerzeugung in Verbrauchernähe.
- Kleinwasserkraftwerke ersparen den Verbrauch fossiler Energie und leisten so einen Beitrag zur Verminderung der Schadstoffbelastung der Umwelt.

Das Potential der Wasserkraftnutzung ist bei weitem noch nicht optimal ausgeschöpft. Diese ruhenden Kapazitäten wollen wir mit den modernen technischen Möglichkeiten wieder „ins Leben rufen".

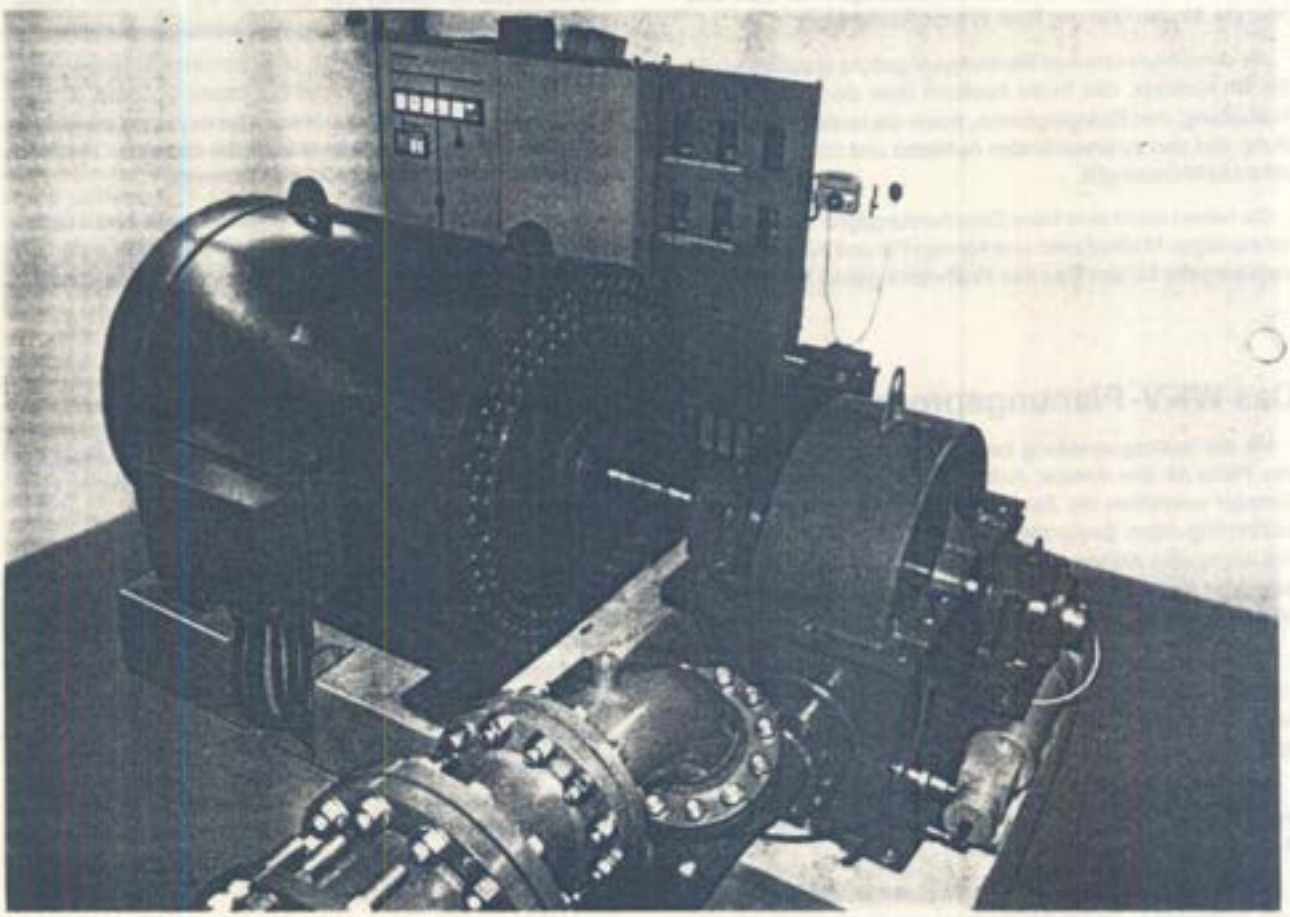
As a result of the tendency to generate electricity with thermal power stations – by means of cheap oil – and to construct constantly bigger power plants, the utilization of small and medium water powers fell into obscurity.

It was the impact of the oil crisis of the seventies as well as the arising doubts about the *environmental compatibility of large-scale technologies*, that gave a fresh impetus to the *exploitation of renewable sources of energy* such as water power.

In a time when the topic of energy has assumed a central position in economic development, it is *water power* more than any other which has emerged again as up-to-date source of energy. It *puts our environment to use without polluting it*, and as local source of energy it represents an economical and secure possibility to generate electricity in the long term.

- Small water power stations require little maintenance and have a low incidence of failures.
- Small water power stations guarantee independence of the up and down of the oil, gas and coal price on the international market.
- Small water power stations allow the decentralization of the electricity supply.
- Small water power stations allow the generation of electricity near the consumer.
- Small water power stations save the consumption of fossil energy and herewith make a contribution to the reduction environmental pollution.

The power potential of the water is far away from being optimally exploited. We are trying to revive these dormant capacities with the possibilities of modern technology.



Kraftwerk „Rotwese" Todtnau/Schwarzwald (405 KW)
Water-power Station „Rotwese" Todtnau/Black forest (405 KW)

Das WKV-Konzept

Am Anfang unserer Firmengeschichte stand die eigene Energieversorgung durch Wasserkraft, die inzwischen den gesamten Bedarf unseres Betriebes deckt. Ausgehend von dieser Erfahrung haben wir uns darauf spezialisiert, durch den Bau von kleinen und mittelgroßen Wasserkraftwerken zu einer Dezentralisierung der Stromerzeugung beizutragen, um damit den Einzelnen unabhängiger von der öffentlichen Stromversorgung und der unsicheren Entwicklung auf den Energiemärkten zu machen.

Die *Energiequelle Wasser* kann nur dann *optimal genutzt* werden, wenn man für jede Anlage ein *individuelles Konzept* entwickelt, das den natürlichen Gegebenheiten angepaßt ist.

Nicht zuletzt aus wirtschaftlichen Gründen sollten Sie auf einer optimalen Nutzung der Ihnen zur Verfügung stehenden Wasserkraft bestehen.

Das WKV-Beratungsprogramm

Weil wir mit allen technischen Aspekten der Wasserkrafttechnik vertraut sind und aufgrund unserer langjährigen Praxis über ein entsprechenden know how verfügen, können wir Sie in einem *Vorgespräch* über die nach neuesten Gesichtspunkten optimale Nutzungsmöglichkeit informieren.

Aufbauend auf die Ergebnisse des Vorgesprächs und weiterer analytischer Untersuchungen ermitteln wir die technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für den *Bau* oder die *Modernisierung* Ihrer Wasserkraftanlage.

Als dritte Stufe unseres Beratungsangebots erstellen wir für Sie ein Konzept, das Ihnen Auskunft über die Kapazität, die Auslastung, den Energiegewinn, sowie die technische Ausrüstung und den zu erwartenden Aufwand und nicht zuletzt die *Wirtschaftlichkeit* gibt.

Sie haben damit eine *klare Entscheidungsgrundlage* für alle notwendigen Maßnahmen und können Für und Wider der Auftragsvergabe für den Bau des Kraftwerks genau beurteilen.

Das WKV-Planungsprogramm

Mit der Auftragserteilung beginnt bei uns die *Anfertigung des Plans für Ihre Anlage*. Aufbauend auf dem vorliegenden Konzept entstehen die Zeichnungen der exakt für Ihre Einsatzbedingungen geeigneten Turbine. Unser Ziel, eine optimal angepaßte Anlage zu erstellen, läßt es nicht zu, eine vorgefertigte und deshalb auch schneller lieferbare Standartturbine einzusetzen.

Jeder Plan und *jede Zeichnung* für Ihre Turbine werden bei uns *sorgfältig archiviert*, so daß wir im Bedarfsfalle jederzeit das gewünschte Verschleiß-/Ersatzteil für Ihre Turbine anfertigen können.

Mit dem Entwurf der Turbine wird auch die Planung der elektrischen Anlage und der erforderlichen wasserbaulichen Maßnahmen in Angriff genommen.

Auf Wunsch übernehmen wir – in Zusammenarbeit mit einem Architekten – auch die Planung der Gesamtanlage einschließlich des Turbinenhauses.

The WKV-conception

Our firm began its history by providing its own energy with water power which in the meantime caters entirely for all the energy requirements of our firm. On the basis of this experience, we have specially concentrated on contributing towards a growing decentralization in the supply of electricity through building small and middle-sized power stations in order to make the individual more independent of the public energy supply, as well as of the uncertainties of future developments on the energy market.

To make best use of water as a source of energy, one must put a *plan* into operation which is *individually* suited to the natural conditions on hand.

Specially for economic reasons, you should insist on making absolutely best possible use of the existing power potential of water.

The WKV-advice programme

Because we are acquainted with all aspects of water power technology, and because we possess the necessary know-how acquired over many years, we can offer you in the course of an *informative discussion* details as to the possibilities of an optimal solution according to the most recent technical developments.

Based on the results of the informative discussion and further analyses we identify the technical and economic conditions of *installing or modernizing* your water power station.

The third step of our advice offer consists in preparing a conception which sets out details of capacity, levels of adequate utilization, quantity of power to be extracted as well as the technical equipment required, all the expenses involved and last but not least the *economic efficiency*.

Herewith you have a *clear basis for a decision* about all the required measures and you can exactly judge the pros and cons before your actually place the contract for the construction of the power station.

The WKV-planning programme

After the conclusion of the contract we start to *prepare the design for your installation*. Proceeding from the existing conception we prepare the design of the turbines individually suited to the conditions on hand. Our aim to construct an optimally suited power station does not allow the installation of preproducted and therefore faster available standard turbines.

Each plan and *each design* is *carefully filed in order* to allow at any time the production of the required worn / replacement part for your turbine.

Together with the design of the turbine we start to plan the electric installation as well as all operations in matter of hydraulic engineering.
If you wish, we assume together with an architect, the planning of the whole installation including the turbine house.

Das WKV-Modernisierungsangebot

Weil viele der noch bestehenden Wasserkraftwerke heute überaltert sind und daher nicht mehr wirtschaftlich arbeiten, ist gerade die *Modernisierung* bestehender Anlagen eine *lohnende Investition.*

Aufgrund der Erfahrung, die wir tagtäglich bei Bau und Montage von neuen Wasserkraftwerken sammeln, sind wir in der Lage auch für die Umrüstung und Modernisierung älterer Kraftwerke optimale Lösungen zu erarbeiten.

Das WKV-Produktionsprogramm

In unserem modern eingerichteten Betrieb können wir alle Ihre Wünsche und Forderungen in Sachen Wasserkraft nach den neuesten technischen Erfordernissen realisieren. Hier wird jedes Aggregat entsprechend den jeweiligen Erfordernissen maßgeschneidert, um eine optimale Ausnutzung der Kapazität Ihrer Wasserkraft zu gewährleisten. Als weltweit wohl einziger Hersteller fertigen wir alle für Kleinkraftwerke wichtigen Turbinentypen bis ca. 2000 KW.

Unser Herstellungsprogramm umfaßt:

- **WKV-Peltonturbinen,**
- **WKV-Francisturbinen,**
- **WKV-Durchströmturbinen,**
- **hydraulische und elektronische WKV-Regler**
- **Ersatzläufer für sämtliche Systeme (auch Fremdfabrikate)**

Für besondere Einsatzzwecke fertigen wir auch **Wasserräder** in den verschiedensten Ausführungen.

Es ist unser oberstes Prinzip, daß *alle unsere Produkte maschinenbaulich von bester Qualität* sind, *massiv* und *belastungsfähig* und darüber hinaus auch optisch ansprechend wirken.

Zur Abrundung unseres Produktionsprogramms liefern wir:

- Die **gesamte elektrische Ausrüstung** mit Generatoren und Schaltanlagen,
- **sämtliches weiteres Zubehör für Wasserkraftanlagen,** wie Wehranlagen, Rechenreinigungsanlagen, Rohrleitungen, Absperrorgane.

The WKV-modernization offer

Since many existing water power stations are out-of-date and consequently do not run economically, the *modernization* of existing installations is *a particularly rewarding investment.*

Due to the experience which we gather daily in course of building and installing new water power stations, we are also in the position to work out optimal methods of re-fitting and modernizing old power stations.

The WKV-production programme

Our modern factory can carry out all your wishes and requirements in the matter of water power and this according to the most recent technical developments. We cut each aggregate so as best to serve the individual requirements in order to guarantee the optimal exploitation of the available water power. As only factory in the world we produce all kinds of turbines up to about 2000 kW and of importance to small water power stations.

Our production programme comprises:

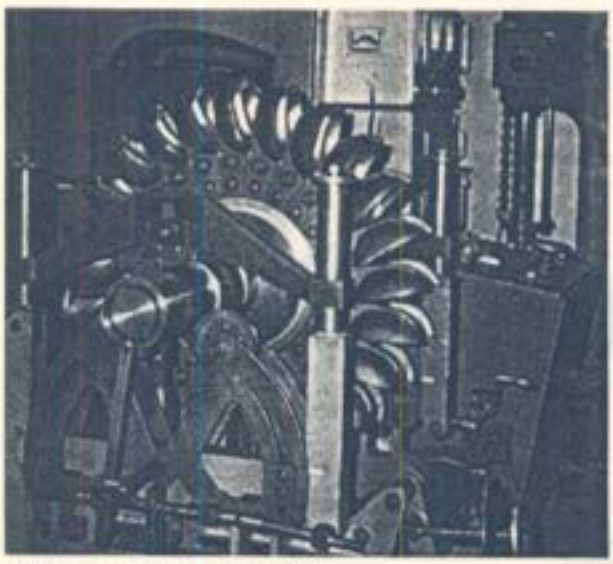
- **WKV-Pelton-wheels,**
- **WKV-Francis-turbines,**
- **WKV-cross-flow-turbines,**
- **hydraulic and electronic WKV-governors**
- **replacement runners for all kinds of systems (including products of other firms)**

For special purposes we also produce all kinds of **water wheels**.

Our supreme principle is that *all our products* have to be of *best quality from the engineering standpoint*, and also *solid* and *robust*, and that they all look optically attractive as well.

As completion of our production programme we deliver:

- the **complete electric equipment** with generators and switch-boards,
- **all accessories for water power stations** such as weirs, trashcleaners, tubes and valves.

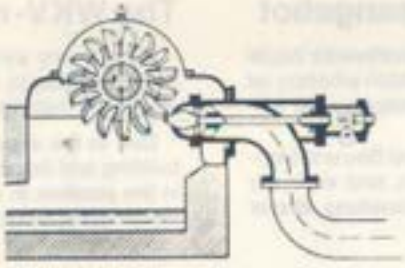


Peltonläufer beim Auswuchten (400 KW)
Balancing out a Pelton-wheel (400 KW)

Durchströmläufer beim Schleifen (230 KW)
Mechanical treatment of a cross-flow runner (230 KW)

WKV-Peltonturbinen

Die WKV-Peltonturbine eignet sich für die Nutzung von Fallhöhen über 50 m. Ihr flacher Wirkungsgradverlauf ermöglicht den Einsatz auch bei stark schwankendem Wasserdargebot. Sie kann problemlos mit 10 bis 100 % Beaufschlagung betrieben werden. Die wenigen vorhandenen Verschleißteile, welche zudem noch leicht ausgewechselt werden können, ermöglichen auch die Nutzung schwemmgutreichen Wassers.

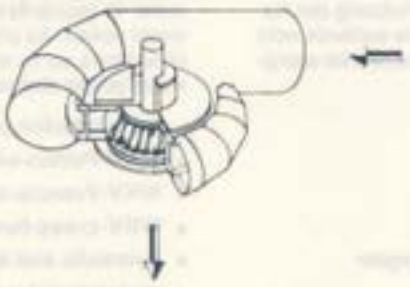


WKV-Pelton-wheels

The WKV-Pelton-wheel is used for a head of more than 50 m. Due to its shallow efficiency curve it can even be used when the water supply shows large variations. It works without problems with a discharge of between 10 an 100 %. The few and moreover effortlessly interchangeable worn parts even allow the utilization of water containing silt and grit.

WKV-Francisturbinen

Die WKV-Francis-*Schachtturbine* läßt sich bei einem Gefälle von bis zu 10 m einsetzen. Sie eignet sich vor allem zum Einbau bei der Modernisierung bestehender Wasserkraftanlagen.
WKV-Francis-*Spiralturbinen* können bei Fallhöhen zwischen 5 und 150 m zum Einsatz kommen.
Um einen optimalen Gesamtwirkungsgrad der Anlage zu erreichen, kann es bei starken Schwankungen der zur Verfügung stehenden Wassermenge sinnvoll sein, die Installation von zwei Turbinen vorzunehmen.



WKV-Francis-turbines

The WKV-Francis-*turbine mounted in an open chamber* is used for a head of up to 10 m. It is specially used for modernizing old water power installations.

The WKV-Francis-*turbine with a spiral casing* can be used for a head of between 5 and 150 m.

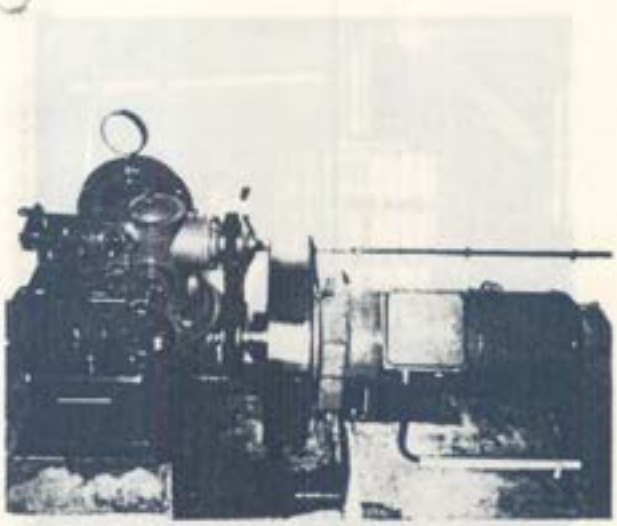
In order to obtain an optimal efficiency of the whole installation it is useful to install two turbines, when the water supply shows large variations.

WKV-Durchströmturbinen

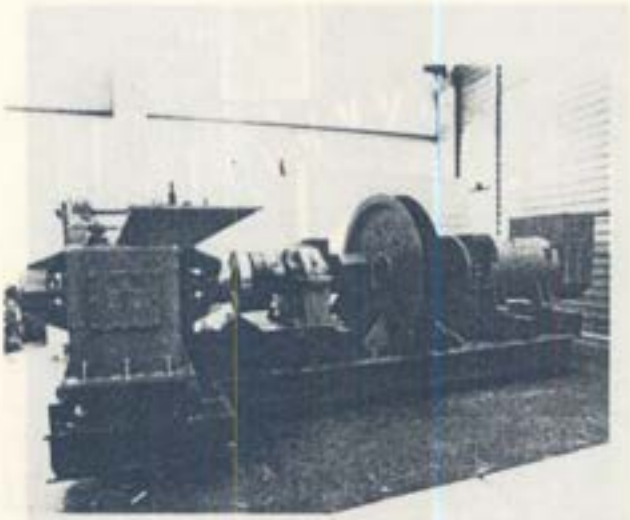
Die WKV-Durchströmturbine kann bei Gefällen zwischen 1,5 und 80 m zum Einsatz kommen. Bei der Nutzung eines Gewässers mit stark schwankender Wasserführung erreicht man durch einen zweizellig aufgebauten Leitapparat einen optimalen Wirkungsgradverlauf für eine Beaufschlagung zwischen 17 und 100 %. Aufgrund ihrer vergleichsweise geringen Systemkosten kann sie oft noch eingesetzt werden, wenn andere Turbinentypen keine Wirtschaftlichkeit mehr bieten können.

WKV-cross-flow-turbines

The WKV-cross-flow-turbine is used for a head of between 1.5 and 80 m. If the stream to be exploited has large variations in its flow of water a double-chamber-distributor is used in order to obtain an optimal efficiency curve for a discharge of between 17 and 100 %. Because of its moderate costs it can often be used in cases when other kinds of turbines no longer offer the efficiency required.



Durchströmturbine Miringoni (Komoren) (14 KW)
Cross-flow turbine Miringoni (Comoro Islands) (14 KW)



Durchströmturbine (270 KW) für Station „Sungai Lawin" (Malaysia) bei der Endmontage
Cross-flow-turbine (270 KW) for Station „Sungai Lawin" (Malaysia) at the final assembly

Wasserkraft – erneut eine hochaktuelle Energiequelle

Die folgende Darstellung zeigt die einzelnen Schritte, die bei der Neuanlage einer Wasserkraftnutzung und teilweise auch bei der Modernisierung einer bestehenden Anlage wichtig sind.

Idee einer Wasserkraftnutzung
Vorgespräch
Ermittlung von – Fallhöhe – Wasserdargebot – Abflußverhalten – wasserrechtliche Situation – bei Altanlagen: Zustand der Bausubstanz
Grobabschätzung des nutzbaren Wasserkraftpotentials nach der Formel $P = \frac{Q \times H}{135.9}$ [kW]*
Wirtschaftlichkeitsberechnung
WKV-Konzept für die Wasserkraftnutzung
Auftragsvergabe für die Planung (evtl. Bauvoranfrage)
Planfertigung für – Wasserbau – Hochbau – Turbine – elektrische Anlage
Behördliche Genehmigung
Bauauftrag
Bauausführung
Abnahme
Nutzung der Wasserkraft

* Q[l/s], H [m], angenommener Gesamtwirkungsgrad: $\eta = 75\ \%$

Im Übrigen können Sie sich mit allen Fragen der Wasserkraftnutzung an uns wenden, gleichgültig, ob es den Bau, die Montage, eine Modernisierung oder eine Teilumrüstung betrifft.

Wir werden immer bemüht sein, eine Ihren Wünschen, Vorstellungen und Möglichkeiten entsprechende, optimale Lösung zu entwickeln und zu realisieren.

Da wir als weltweit wohl einziger Hersteller alle für Kleinwasserkraftwerke wichtigen Turbinentypen selbst fertigen, können wir Ihnen immer die für Ihren Bedarf passende Wasserkraftanlage anbieten.

Läufer einer Francisturbine (40 KW)
Runner of a Francis-turbine (40 KW)

Water power – A new and up-to-date source of energy

The following graphic shows the different steps important to the construction of water power station and to some extent to the modernization of an old installation.

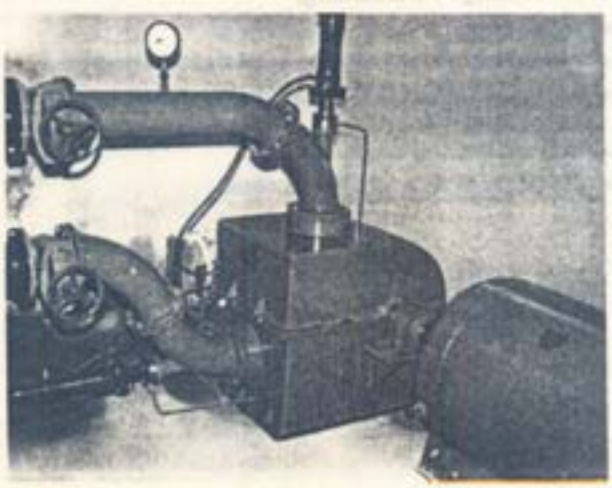
Idea of exploiting water power
Informative discussion
Calculation of – head – existing quantity of water – flow characteristics – inquiries about the water rights – in case of old installations: condition of the existing buildings
Rough preliminary calculation of the exploitable water power potential according to the formula $P = \frac{Q \times H}{135.9}$ [kW]*
Economic calculation of efficiency
WKV-conception for the exploitation of water power
Conclusion of the contract for the planning
Preparation of the design – hydraulic engineering – surface engineering – turbine – electric installation
Official authorization
Construction order
Execution of construction
Final inspection and acceptance
Exploitation of water power

* Q[l/s], H [m], presumed total efficiency: $\eta = 75\ \%$

By the way, you may confidentelly turn to us with any question concerning exploitation of water power, no matter whether it concerns building, installation, modernization or a partial refitting.

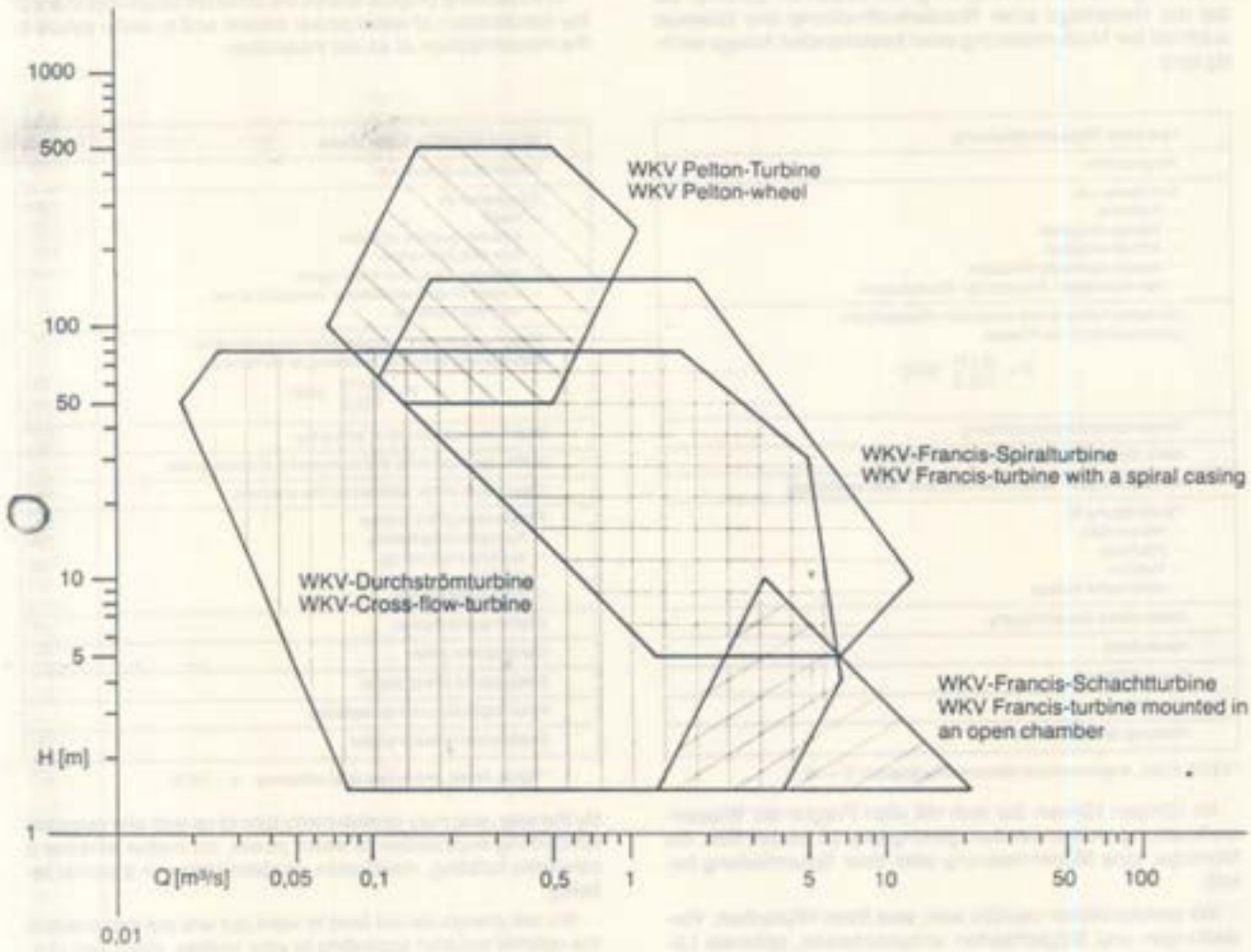
We will always do our best to work out and put into practice the optimal solution according to your wishes, plans and possibilities.

Since we are the only firm in the world producing all kinds of turbines of importance to small water power stations we can offer you any water power installation corresponding to your individual requirements.



Gemeindeelektrizitätswerk Bernau 180 KW
Power station of the municipality of Bernau 180 KW

Für jeden Einsatzbereich die richtige WKV-Turbine
For each application the suitable WKV-turbine



Die Vorteile einer WKV-Turbine kann man folgendermaßen zusammenfassen:

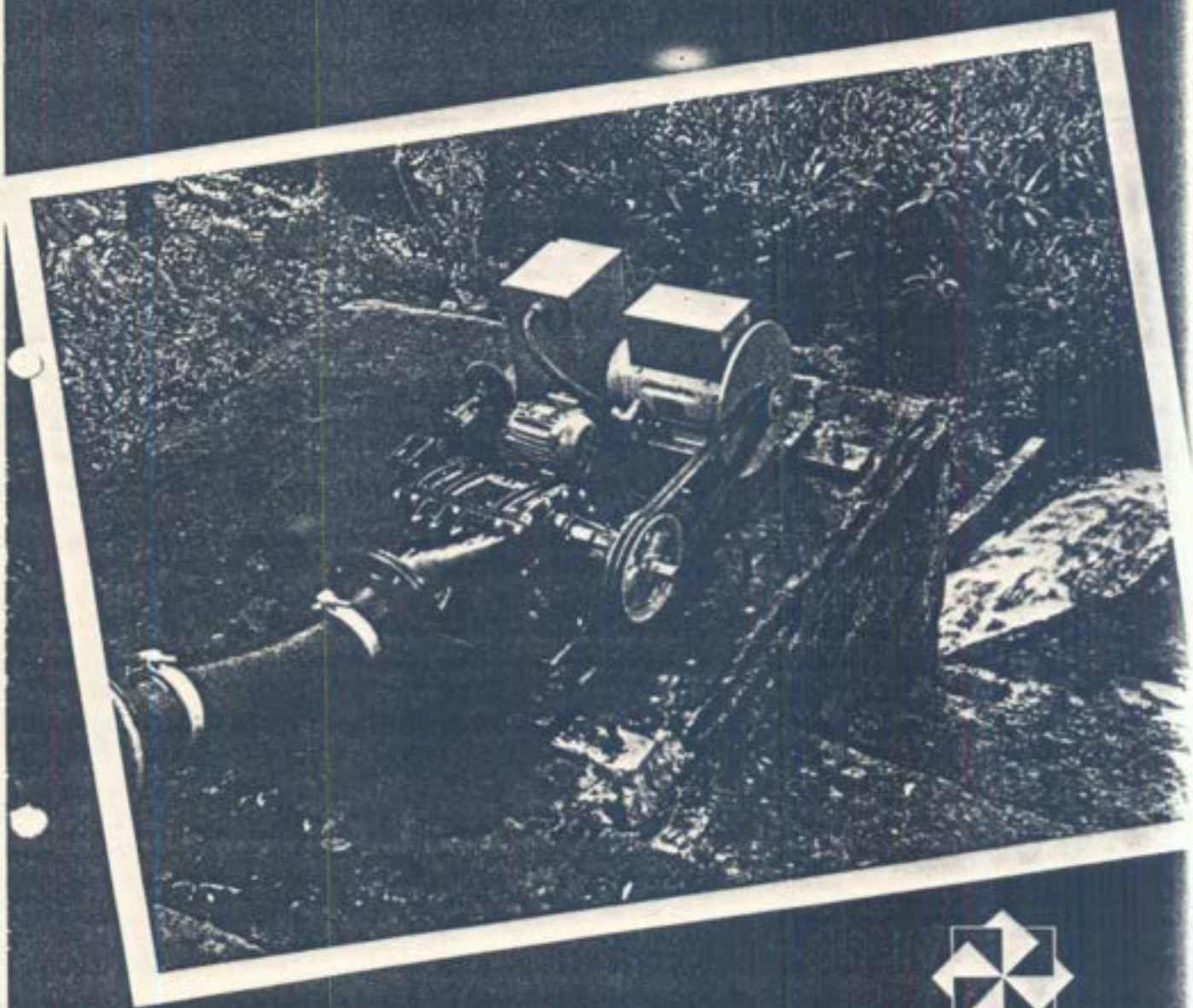
- **Erstklassige Verarbeitung,**
- **einfache und robuste Ausführung,**
- **Auslegung für jahrzehntelangen Dauerbetrieb,**
- **wartungsfreundlich durch mühelos auswechselbare Verschleißteile,**
- **garantiert hoher Wirkungsgrad,**
- **günstiger Preis bei hoher Qualität.**

The **advantages of a WKV-turbine** can be summarized as follows:

- **first class workmanship,**
- **simple and robust design,**
- **constructed to stand decades of constant operation,**
- **easy maintenance due to effortlessly interchangeable worn parts,**
- **guaranteed high efficiency,**
- **advantageous price for high quality.**

OFERTA NACIONAL Y REGIONAL

TURBINAS HIDRAÚLICAS PADRONIZADAS PARA ELETRIFICAÇÃO RURAL COM POTÊNCIA ATÉ 300 KW



BETTA

TURBINAS HIDRAULICAS

TURBINA HIDRÁULICA

As Turbinas Hidráulicas de "fluxo cruzado", fabricadas pela BETTA, é a solução segura, econômica e definitiva para a eletrificação rural.

Com tecnologia moderna, requer obras civis de fácil execução e de pequeno volume, permitindo ao usuário construir sua central hidrelétrica em tempo recorde, amortizando o investimento em prazo médio de um ano.

O rotor da turbina, é do tipo tambor, formado por pás curvas, fixadas a dois discos laterais, tendo um eixo passante que trabalha apoiado sobre rolamentos oscilantes montados na posição horizontal.

O jato de água atravessa o interior do rotor da Turbina, cedendo energia na entrada e na saída, obtendo assim elevado rendimento hidráulico.

O direcionamento e o controle do jato de água para o rotor da Turbina é feito por um perfil articulado, tipo (válvula borboleta), acionado manualmente, ou automaticamente pelo regulador eletrônico de velocidade.

A transmissão de força, Turbina Hidráulica – Alternador Elétrico, é feita por polias e correias em "V" ou "planas".

Um volante adaptado ou não ao eixo do alternador elétrico, completa a estabilidade do sistema.

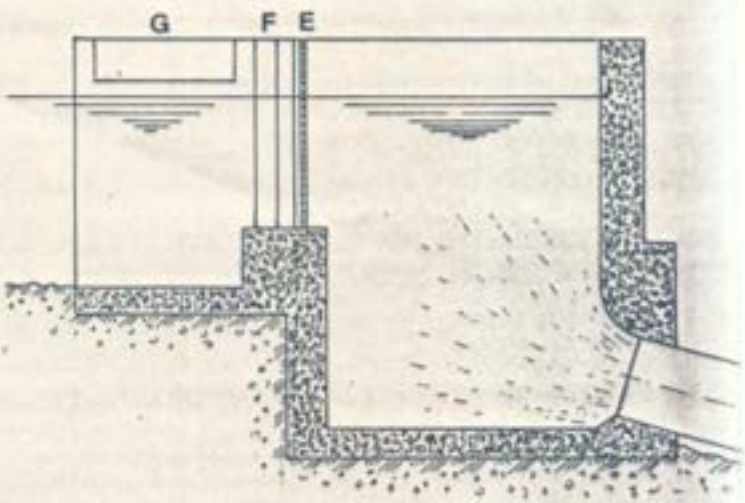
As Turbinas fabricadas pela BETTA, são padronizadas conforme o diâmetro da tubulação de entrada.

A tubulação utilizada poderá ser em PVC ou METÁLICA.

Em função do volume de água disponível é escolhido o tamanho padrão da Turbina, e pela queda viabilizada é definida a potência elétrica gerada.

É composto basicamente por uma unidade eletrônica computadorizada, ligada ao alternador elétrico, e um moto-redutor que comanda a abertura ou fechamento do perfil regulador de vazão (válvula tipo borboleta).

Qualquer variação na freqüência, sentida pela unidade eletrônica, variação esta, provocada pelo aumento ou redução do consumo de energia, ou pela oscilação do nível de água na captação, imediatamente é acionado o grupo moto-redutor, promovendo a movimentação do perfil regulador de vazão, aumentado ou diminuindo a vazão de água na Turbina, de forma a manter constante a rotação normal, e conseqüentemente a freqüência/tensão na rede.

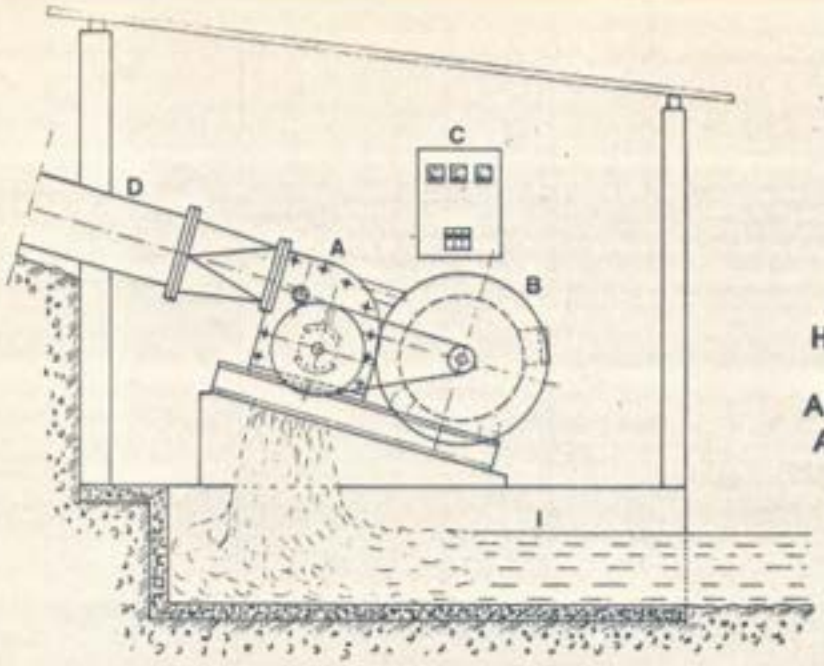


REGULADOR AUTOMÁTICO DE VELOCIDADE ELETRO-ELETRÔNICO

O regulador automático de velocidade elétrico-eletrônico desenvolvido pela BETTA, permite manter fixa a freqüência/tensão na rede, pelo controle do volume de água na Turbina.

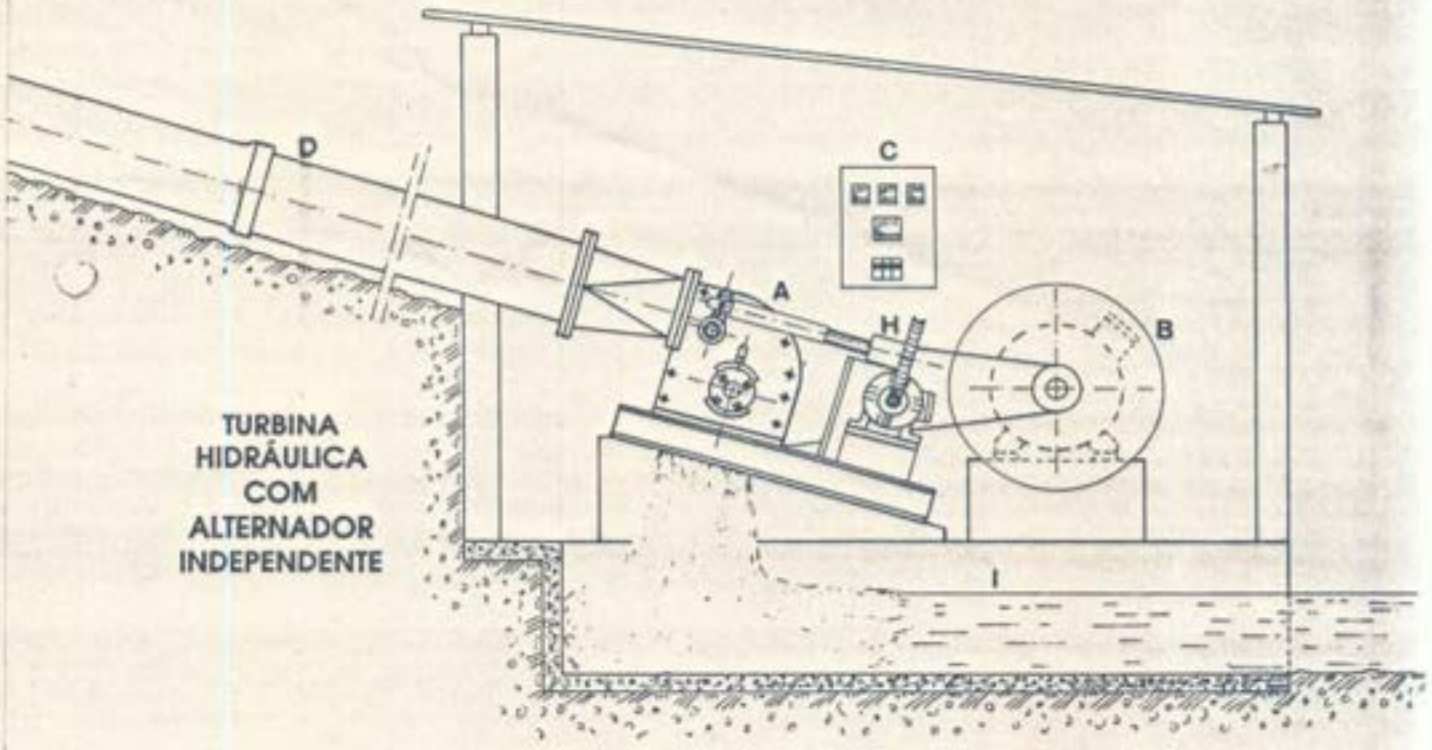
CONTROLE DE QUALIDADE:

Os equipamentos, Turbina Hidráulica/Regulador Eletrônico de Velocidade/Quadro Elétrico de proteção, comando e controle/Alternador Elétrico, são testados em nossa fábrica individualmente e em conjunto, para a comprovação do bom funcionamento.



TURBINA HIDRÁULICA COM ALTERNADOR ACOPLADO

A - TURBINA HIDRÁULICA
B - ALTERNADOR ELÉTRICO COM VOLANTE DE INÊRCIA MONTADO
C - QUADRO ELÉTRICO DE PROTEÇÃO, COMANDO E CONTROLE
D - TUBULAÇÃO DE ADUÇÃO
E - GRADE DE RETENÇÃO
F - ALOJAMENTO DA COMPORTA DE MADEIRA
G - LADRÃO LATERAL
H - REGULADOR DE VELOCIDADE ELETRO ELETRÔNICO
I - CANAL DE ESCOAMENTO



TURBINA HIDRÁULICA COM ALTERNADOR INDEPENDENTE

Franca, 13 de Junho de 1991. 1944

Ilmo Sr.
Georgio Briguetti
São Paulo - SP

Prezado Senhor,

É com satisfação que apresentamos para o conhecimento de V. Sa. as características técnicas das Turbinas Hidráulicas por nós fabricadas.

As Turbinas Hidráulicas BETTA, são do tipo fluxo cruzado e duplo efeito, padronizadas em função do diâmetro da tubulação de adução.

A escolha do tamanho padrão da Turbina é feita pelo volume de água existente na propriedade, e a potência gerada é definida pela queda disponível.

As tabelas abaixo, mostram os tamanhos padrões das Turbinas Betta, segundo o volume de água disponível:

Sugere-se instalar uma turbina Q (m³/s) com potência máxima, com o diâmetro

4 a 8 polegadas d'água – Modêlo 1515		
QUEDA MTS	POTENCIA-SAIDA LINHA KW	KVA
4,0	1,2	1,5
6,0	2,4	3,0
8,0	3,6	4,5
10,0	5,0	6,0
12,0	6,5	8,0
16,0	9,8	12,5
18,0	12,5	15,0
20,0	15,0	18,0
25,0	24,0	30,0

6 a 12 polegadas d'água – Modêlo 1527		
QUEDA MTS	POTENCIA-SAIDA LINHA KW	KVA
3,0	1,7	2,0
5,0	4,0	5,0
7,0	6,5	8,0
9,0	10,0	12,5
12,0	15,0	18,0
14,0	18,0	22,0
18,0	20,0	25,0
20,0	24,0	30,0
25,0	32,0	40,0

10 a 14 polegadas d'água – Modêlo 2035		
QUEDA MTS	POTENCIA-SAIDA LINHA KW	KVA
3,0	2,3	2,8
4,0	3,5	4,0
6,0	6,0	7,5
8,0	9,5	12,5
10,0	12,5	15,0
12,0	16,0	20,0
15,0	24,0	30,0
20,0	32,0	40,0
25,0	50,0	60,0

12 a 16 polegadas d'água – Modêlo 2045		
QUEDA MTS	POTENCIA-SAIDA LINHA KW	KVA
2,0	2,0	2,5
4,0	4,8	6,0
6,0	9,6	12,0
8,0	12,5	15,0
10,0	16,0	20,0
14,0	24,0	30,0
16,0	32,0	40,0
19,0	48,0	60,0
25,0	65,0	80,0

14 a 20 polegadas d'água – Modêlo 3035		
QUEDA MTS	POTENCIA-SAIDA LINHA KW	KVA
2,0	2,0	2,5
4,0	6,0	7,5
6,0	11,2	14,0
8,0	18,0	22,0
10,0	25,0	30,0
12,0	32,0	40,0
16,0	50,0	60,0
20,0	72,0	90,0
25,0	100,0	125,0

16 a 25 polegadas d'água – Modêlo 4045		
QUEDA MTS	POTENCIA-SAIDA LINHA KW	KVA
2,0	3,2	4,0
4,0	10,0	12,5
6,0	20,0	25,0
8,0	28,0	35,0
10,0	40,0	50,0
12,0	50,0	60,0
16,0	80,0	100,0
22,0	120,0	150,0

Informamos que nossa linha de fabricação para Turbinas Hidráulicas, engloba também equipamentos de maior porte que os apresentados, podendo atingir potências de até 300 KW.

CONSUMO DE ENERGIA - O consumo medio de energia em uma residência, com todos os aparelhos elètro-domésticos, não ultrapassa 2,5 KVA. Existindo chuveiro elètrico, este valor pode atingir 4 KVA.

Em função da potência gerada pela turbina hidráulica, o controle de frequência e tensão poderá ser MANUAL OU AUTOMATICO.

REGULAÇÃO AUTOMATICA DE FREQUENCIA E TENSAO - ATV

. ATV - Por regulação de vazão, através microprocessador eletrônico que acionando um moto-redutor, provoca a abertura ou o fechamento de um perfil regulador de vazão, aumentando ou diminuindo a água pela turbina conforme a variação do consumo de energia.

REGULAÇÃO MANUAL DE FREQUENCIA E TENSAO - MTV

. MTV - Através de um registro instalado na turbina hidraulica.

ACOMPANHA A TURBINA HIDRAULICA

. Regulador automático, eletrônico, de frequência e tensão
. Correias e polias multiplicadores de rotação
. Volante de inércia a ser acoplado ao eixo do Alternador Elètrico
. Quadro Elétrico de Comando, Proteção e Controle
. Peça de transição para receber a tubulação de adução
. Projeto e orientação para a execução da captação de água e para a instalação da turbina hidráulica

Prazo para entrega do equipamento - 30 dias à contar da data do pedido.

IMPLANTAÇÃO DA TURBINA HIDRAULICA

. Nossos equipamentos foram concebidos e projetados para que o próprio usuário possa executar os trabalhos de construção do aproveitamento, instalação e operação da Turbina Hidráulica.
Para tanto, fornecemos os projetos necessários, com informações facilmente entendidas por qualquer pessoa. Caso haja necessidade, poderemos enviar técnico de nossa Fábrica para os estudos de implantação e, ou serviço de instalação cobrando para tal, as despesas com viagem, estadia e diárias.

VANTAGENS DO EQUIPAMENTO

. CUSTO OPERACIONAL = ZERO, se comparado com grupos diesel, e amortização em menos de um ano, pois SUA FONTE DE ENERGIA E A AGUA

. CUSTO DE MANUTENÇÃO = BAIIISSIMO - A única manutenção a ser feita é a lubrificação dos rolamentos à cada 30 dias e troca de correias a cada ano.

. SEGURANÇA = Exclusivo sistema eletrônico regulador de frequência e tensão evitando queima de motores e aparelhos elètricos.

. GARANTIA = Integral de 18 (dezoito) meses.

Na expectativa de breve manifestação, continuamos ao vosso inteiro dispôr para esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

ANTONIO CARLOS T. BETTARE
DIRETOR TECNICO/COMERCI

FROM : PHONE NO. : PO:

BETTA HIDROTURBINAS

FRANCA(SP), 23 DE JULHO DE 1992.

AO
INSTITUTO DE MECÂNICA E ENGENHARIA
DO MEIO AMBIENTE
"PROF. ENG.OSCAR J. MAGGIOLO"

REF.: MICRO CENTRAL HIDRELÉTRICA
C/ORÇ NR 0450792

ATT. SR. ENGº ALVARO ACOSTA

Prezado Senhor Professor,

Em atenção ao vosso Telefax de 15/06/92, nos sentimos muito honrados com vossa consulta, e temos o imenso prazer em enviar-lhe as características técnicas de nossos equipamentos, bem como,apresentar-lhe as condições de venda dos modelos selecionados por V.Sa..

Estamos encaminhando toda a documentação de nossas turbinas hidráulicas, acompanhada de catálogos técnicos, via correio.

Apresentamos a seguir, os valores das Turbinas Hidráulicas selecionados por V.Sas., conforme o escopo de fornecimento a seguir:

- ESCOPO DO FORNECIMENTO -

. Turbina Hidráulica completa, tipo fluxo cruzado, com rotor horizontal, regulação de frequência e tensão automático, tipo eletro-eletrônico.

- Caixa metálica de construção soldada.
- Mancais de rolamentos auto compensadores de esferas ou rolos.
- Perfil regulador de vazão em FoFo nodular.
- Rotor da Turbina em aço, construção soldada, eixo em aço trefilado 1045.
- Multiplicação de rotação por polias e correias em "V".
- Volante de inércia em chapa de aço ou ferro fundido.
- Chassis em perfilados metálicos de construção soldada, para apoio da turbina, sistema de multiplicação da rotação e alternador elétrico.
- Quadro elétrico de proteção, comando e controle, composto de um voltímetro, e disjuntores termo-magnéticos.

. Regulador automático de velocidade, eletro-eletrônico, proporcional, integrativo e derivativo, composto basicamente de:

- Unidade eletrônica;
- Moto-redutor de acionamento do perfil regulador de vazão;
- Sistema mecânico de acionamento do perfil regulador de vazão.

- PREÇOS -

. Turbina Hidráulica automática - MODELO BETTA ATV-1515
Para 10 KW - ..... US$ 1.950

. Turbina Hidráulica automática - MODELO BETTA ATV-1527
Para 18 KW - ..... US$ 2.810

. Turbina Hidráulica automática - MODELO BETTA ATV-2035
Para 25 KW - ..... US$ 3.370

. Turbina Hidráulica automática - MODELO BETTA ATV-4045
Para 30 KW - ..... US$ 5.900

- PREÇOS FOB - Ranrot - SP

- PRAZO DE ENTREGA DOS EQUIPAMENTOS -

. 30 (trinta) dias, a contar da data do pedido.

- GARANTIA DOS EQUIPAMENTOS -

. Turbina Hidráulica - 18 (dezoito) meses, a contar da data da emissão da Nota Fisc

- INDICE DE NACIONALIZAÇÃO -

. 100% (cem por cento).

Agradecemos vossa atenção e colocamos-nos ao inteiro dispôr de V.Sas.

Atenciosamente,

BETTA HIDROTURBINAS IND. E COM. LTDA.

N/FAX (016) 721-1384
N/TEL.(016) 722-6891

BETTA HIDROTURBINAS INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA.
Fabrica: Rua Um, 1820 - Núcleo Agrícola Alpha (Franca) — 14.400 — FRANCA — SP
Fones (016) 722 6801 - 721-1384 — Telex 100206
Endereço p/ correspondência: Rua Voluntários da Franca, 1511 - s/101 - 14.400 - FRANCA-SP

BETTA HIDROTURBINAS INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA.
Fábrica: Rua Um, 1620 – Parque Francal (Núcleo Agrícola Alpha) – 14400 – F R A N C A – SP
FONES: (016) 722-6891 – 721-1384 – TELEX 16 6256 – FAX (016) 722-5996
Endereço para correspondência: Rua Voluntários da Franca, 1511 - S/ 101 – 14400 – FRANCA - SP

INGENIERIA
LAZAR Y CIA.
Democracia 2035. Tels.: 40 14 84 - 40 69 72.

Presupuesto

Montevideo, 13 de setiembre de 1991.-

Sres.
FACULTAD DE INGENIERIA
Julio H. y Reissig 565
IMFIA
Presente

At.Sr.Acosta/Sr.Cataldo
Telef. 71 33 86 - 71 03 61

Referencia : turbina hidráulica Ø300 según dibujo proporcionado

Precio informativo .....U$S 4.900.-
más 22% I.V.A.

Forma de pago usual: 50% al encargar, saldo a 30 días de la entrega
Plazo de entrega: 30 días

Esperando poder serles de utilidad, saludamos atte.

RL/acr/7923

por LAZAR y Cia.

Turbina Michel-Banki. Rotor de 0,30 x 0,5 m.
El dibujo proporcionado es del catálogo de Novopodnik, de U. de La Plata.

200 A

INGENIERIA
SCHELLEMBERG S.R.L.
CIENCIA EN VENTILACION

CONCEPCION ARENAL 1675/81
TELS. 29 73 53 - 23 72 00
MONTEVIDEO

25 de setiembre de 1991.

Señores
FACULTAD DE INGENIERIA
INSTITUTO DE MAQUINAS

At. Ing. Cataldo
At. Ing. Acosta

Ref: Turbinas hidráulicas.

1) 1 turbina hidráulica de flujo axial, con hélice de paso fijo, 500 mm. de diámetro.
Materiales de construcción.

Rotor con álabes de acero inoxidable AISI 304; carcasa en chapa de hierro SAE 1010; eje de acero SAE 1045.

El suministro incluye:

Rotor.
Carcasa tubular con platinas de acople en entrada y salida.
Eje de transmisión con platina de acople, y rodamientos.
Base de apoyo para el conjunto.

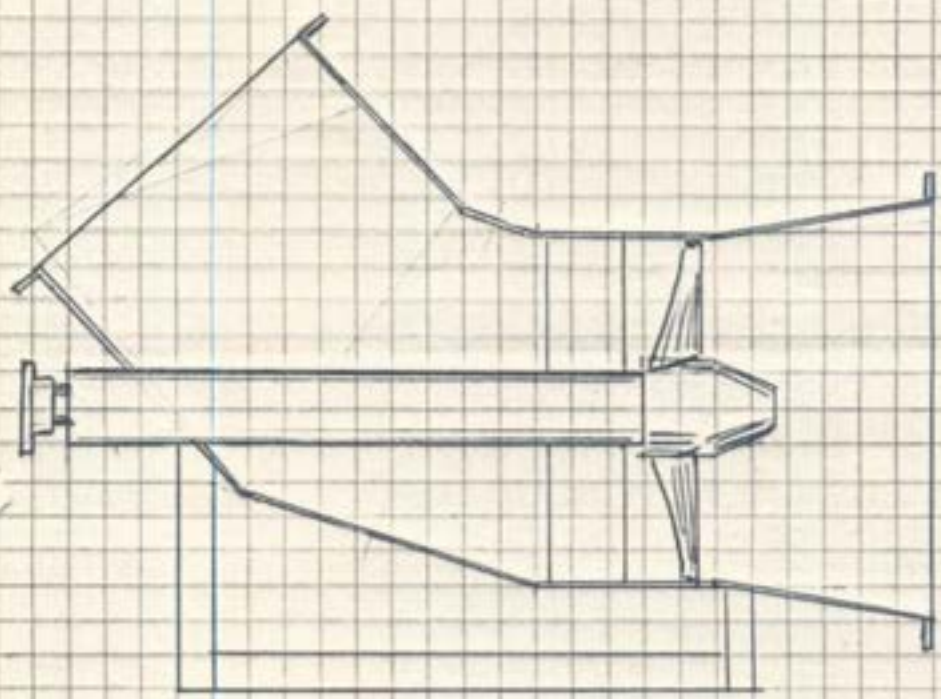
Precio estimativo:.....U$S 2.880.oo
+ 22 % IVA

2) 1 turbina tipo "crossflow", con rotor de acero inoxidable de 315mm. de diámetro x 500mm. de largo, carcasa en chapa de acero SAE 1010, eje SAE 1045.

Se incluye:
Rotor.
Eje, rodamientos, y platina de acople.
Base para el conjunto.

Precio estimativo:.....U$S 2.800.oo
+ 22 % IVA
Se adjunta croquis, indicando los límites del suministro.

Saluda atentamente.



TURBINA DE FLUJO AXIAL

ϕ 500 MM ; 50 KW

TURBINA CROSSFLOW

ϕ 315 MM , 20 KW

203 A

3.15

REMITENTE: AREA HIDROMECANICA FACULTAD DE INGENIERIA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PLATA
Calle 47 nº:200 La Plata (1900)
Te: (54)-21-32637/34870
FAX: (54)-21-250804

DESTINATARIO: ING. JOSE CATALDO
I.N.F.I.A. URUGUAY
FAX:(059)-71-5446

Cantidad de hojas: 3 (incluída ésta)

De nuestra mayor concideración:

Nos dirigimos a ud. con la finalidad de enviarle presupuesto solicitado oportunamente para un microaprovechamiento de 15 KW.

Como primera medida le informamos que las turbinas de flujo cruzado, MICHELL-BANKI,no se adaptan eficientemente a las condiciones de salto y caudal (salto bajo y caudales altos) que caracterizan el microaprovechamiento en cuestión, por lo que no puede garantizarse un buen funcionamiento.

Para facilitarle la selección de turbinas de flujo cruzado le enviamos a la presente un diagrama de estandarización. En el mismo, ingresando con los valores de salto y caudal correspondientes es posible estimar los parámetros geométricos aproximados como asi también la potencia mecánica suministrada.

Dados los parámetros característicos de aprovechamiento en cuestión, la turbina que mejor se adapta a estas condiciones es del tipo de turbina axial.El presupuesto para la construcción de la misma es el que se detalla a continuación:

A)- Potencia:15 KW Salto: 5m
Diámetro del rodete: 0.32m

Construcción de la turbina:	U$S	5360
sistema de regulación por absorción de carga:	U$S	5640
Presupuesto total:	U$S	11000

B)- Potencia 10. KW Salto: 5m

Diámetro del rodete: 0.26m

Construcción de la turbina:	U$S	4000
sistema de regulación por absorción de carga:	U$S	5000
Presupuesto total:	U$S	9000

En ambos casos en el sistema de regulación se halla incluido el costo del generador de tipo sincrónico.

Quedando a su disposición para cualquier aclaración que crea necesaria aprovechamos la oportunidad para saludarlo atentamente.

D= DIÁMETRO

ESQUEMA TURBINA FLUJO AXIAL.-

+ M-B

ING. FERNANDO NÚÑEZ
COORDINADOR AREA HIDROMECANICA
DPTO. DE HIDR. FAC. DE INGENIERIA